ИННОВАЦИОННАЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА – 21

Под редакцией
чл.-корр. РАН В.М. Батенина,
проф. В.В. Бушуева,
чл.-корр. РАН Н.И. Воропая

Москва
2017

УДК 621.31 «21»
ББК 31.2

Инновационная электроэнергетика – 21/под ред. В.М. Батенина, В.В. Бушуева, Н.И. Воропая – М.: ИЦ «Энергия», 2017. – 584 с.

Авторский коллектив

Батенин В.М., ОИВТ РАН (4.2); Безруких П.П., ЭНИН (4.4); Борин В.Н., «ЭЛЕКТРОЗАВОД» (6.1); Бузоверов Е.А., ОИВТ РАН (6.3); Бушуев В.В., ГУ ИЭС, ОИВТ РАН (В.1, 1.1, 2.1, 3.1, 7.1, 8); Ваксова Е.И, «Гидропроект» (3.4); Воропай Н.И., ИСЭМ СО РАН, (3.2, 3.5, 4,3, 5.6, 7.2, 7.3); Гальперова Е.В., ИСЭМ СО РАН (2.2, 2.3); Грибова В.В., ИСЭМ СО РАН (7.6); Деньщиков К.К., ОИВТ РАН (6.3); Ефимов Д.Н., ИСЭМ СО РАН, (7.2); Жук А.З. ОИВТ РАН (6.3); Ивакин В.Н., «ЭЛЕКТРОЗАВОД» (6.2); Каменев В.С., Центр интеллектуального прогнозирования в экономике и энергетике (3.1); Кобец Б.Б., Центр энергетики и энергоэффективности (3.1); Ковалев В.Д., «ЭЛЕКТРОЗАВОД» (6.1, 6.2); Колосок И.Н., ИСЭМ СО РАН (7.3); Копайгородский А.Н., ИСЭМ СО РАН, (7.6); Курбацкий В.Г., ИСЭМ СО РАН, (7.2, 7.4, 7.5); Кучеров Ю.Н., СО ЕЭС (В.3, 6.3); Мазурова О.В., ИСЭМ СО РАН (2.2, 2.3); Макаревич Л.В., «ЭЛЕКТРОЗАВОД» (6.1); Масленников В.М., ОИВТ РАН (4.2); Массель Л.В., ИСЭМ СО РАН (7.6); Новиков А.Н. НТЦ ФСК ЕЭС (6.3); Новиков Н.Л., НТЦ ФСК ЕЭС, ОИВТ РАН (5.4, 5.5, 6.3); Осак А.Б., ИСЭМ СО РАН (5.6); Панасецкий Д.А., ИСЭМ СО РАН (7.2, 7.3); Плакиткин Ю.А., ИНЭИ РАН (1.2); Подковальников С.В., ИСЭМ СО РАН (3.3, 3.4); Савельев В.А., ИСЭМ СО РАН, (3.3); Самородов Г.И., СибНИИЭ (5.3); Сокотущенко В.Н., ГУ ИЭС, ОИВТ РАН (1.1, 2.5); Соловьев Д.А., ОИВТ РАН, ГУ ИЭС (3.4); Стенников В.А., ИСЭМ СО РАН (2.2, 3.2, 3.5, 4.3); Тиматков В.В., ГУ ИЭС, ОИВТ РАН (2.4); Томин Н.В., ИСЭМ СО РАН (7.2, 7.4, 7.5); Федоров Ю.Г., СО ЕЭС (5.2); Филиппов С.П., ИНЭИ РАН (В.2, 1.3, 4.1, 5.1); Чудинова Л.Ю., ИСЭМ СО РАН (3.3).

Данная коллективная монография представляет собой выполненный специалистами разных академических, производственных, отраслевых и других организаций интеллектуальный прогноз развития энергетики будущего на основе новых представлений о грядущем «электрическом мире» и путях его достижения через организационно-технологические инновации.

Показаны характерные черты «электрического мира» в сфере потребления: в быту, на производстве, электротранспорте, в энергоэффективном мегаполисе (Smart City). Сформированы основные направления комплексной генерации различных видов энергии, а также пути развития новой энергетической инфраструктуры (Smart Grid), объединяющей центры энергопроизводства и энергопотребления в единую энергоинформационную систему ЕЭС-2.0. Показана эффективность применения в энергосистемах новых электротехнических устройств типа накопителей, токоограничителей и других систем управления режимной надежностью. Управление такими интеллектуальными системами должно строиться на новых информационных технологиях, соответствующих когнитивным принципам поведения человека в новой техногенной среде.

Книга может быть полезна как исследователям, так и практикам, и студентам-энергетикам, чьим умением, опытом и идеями будет формироваться новая энергетика XXI века.

Рецензенты: д.т.н. В.А. Баринов (ЭНИН), д.т.н. В.М. Зайченко (ОИВТ РАН), д.т.н. Г.Ф. Ковалев (ИСЭМ РАН)

Издание рекомендовано к печати Ученым советом ИСЭМ СО РАН

ISBN 978-5-98908-457-9

© ФГБУН «Объединенный институт высоких температур РАН»
© ЗАО «ГУ. Институт энергетической стратегии»
© ФГБУН «Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН»

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие. Энергетика будущего на базе прорывных технологий как основа новой энергетической цивилизации.....6

Введение.....11

В.1. От плана ГОЭЛРО – к Энергетической стратегии России.....11

В.2. Состояние и перспективы научно-технологического развития электроэнергетики России.....19

В.3. Инновационное развитие электроэнергетики России.....26

1. Суть и методология энергетического форсайта.....34

1.1. Интеллектуальное прогнозирование в энергетике.....34

1.2. Прогнозирование технологических циклов в энергетике в динамике развития.....52

1.3. Технологические революции, экономика и энергетика 71

2. Новый «электрический мир».....86

2.1. Энергетика как новая цивилизационная система.....86

2.2. Роль электрической энергии в повышении качества жизни населения.....100

2.3. Электровооруженность промышленности как фактор качественного скачка в росте производительности труда.....111

2.4. Электрификация транспорта – экономические, экологические и социально-психологические аспекты.....121

2.5. Инновации в энергоэффективном городе.....150

3. Концепция электроэнергетической системы будущего.....162

3.1. Энергетика как инфраструктурная «система систем».....162

3.2. Интегрированные энергетические системы.....181

3.3. Интеграция мировой электроэнергетики – путь к созданию Глобального энергообъединения.....194

3.4. Роль гидроэнергетических ресурсов России в перспективном развитии инфраструктурной сети и энергетических рынков Евразии.....216

3.5. Активные потребители в интеллектуальной электроэнергетической системе.....228

4. Новая электрическая генерация.....238

4.1. Электрогенерация на органическом и атомном топливе.....238
4.2. Ко- и тригенерация в электроэнергетике.....260
4.3. Централизованная и распределенная генерация – не альтернатива, а интеграция.....272
4.4. Возобновляемые источники энергии и их роль в электрификации страны.....291

5. Инновационная электросетевая инфраструктура.....310

5.1. Энергетическая инфраструктура.....310
5.2. Особенности развития интеллектуальных энергосистем с учетом фактора надежности.....317
5.3. Инновации в электросетевом комплексе.....340
5.4. Системные накопители энергии.....397
5.5. Системы управления перетоками мощности в электроэнергетических системах.....410
5.6. Новые свойства будущих электроэнергетических систем.....445

6. Новые электротехнические преобразователи в сильноточных и слаботочных связях.....451

6.1. Перспективные направления развития высоковольтного электротехнического оборудования для электроэнергетики.....451
6.2. Токоограничители для высоковольтных электрических сетей.....464
6.3. Гибридная система накопления энергии для электроэнергетических систем на базе литий-ионных аккумуляторов и суперконденсаторов.....481

7. Когнитивное и интеллектуальное управление в электроэнергетике.....501

7.1. Человек как творческое начало инновационной электроэнергетики.....503
7.2. Алгоритмы живучести и самовосстановления интеллектуальных электроэнергетических систем.....508
7.3. Мультиагентные технологии в исследованиях электроэнергетических систем и управлении ими.....526

7.4. Краткосрочное прогнозирование параметров ЭЭС
на базе интеллектуальных моделей.....536
7.5. Мониторинг и управление режимной надежностью ЭЭС
на базе технологий искусственного интеллекта.....545
7.6. «Облачная» структура энергоинформационных систем.....556

**8. Энергетика – за 50-летним горизонтом
(от фантазий – к идеям и целевому видению)**.....578

Предисловие

ЭНЕРГЕТИКА БУДУЩЕГО НА БАЗЕ ПРОРЫВНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ КАК ОСНОВА НОВОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЦИВИЛИЗАЦИИ

Энергетика играет ведущую роль в системе жизнеобеспечения и жизнедеятельности как всего человечества, так и нашего общего Дома – России. Вторая половина XX в. прошла под знаком быстро растущего спроса на все виды энергии – как конечные энергоносители (в первую очередь электроэнергию), так и на первичные природные энергетические ресурсы – нефть и газ, атомное топливо и гидроресурсы. В течение последних 30-ти лет прошлого столетия мир потребил энергоресурсов столько же, что и за все предшествующее время существования человечества. И эти темпы энергетического спроса практически не снизились и к началу нового 3-го тысячелетия, ибо основными потребителями энергоресурсов стали развивающиеся страны, такие как Китай, Индия, Бразилия и др. Мир был обеспокоен возможным дефицитом этих ресурсов, что приводило геополитику в состояние обостряющейся борьбы за доступ и обладание запасами углеводородного сырья, которые оказались сосредоточенными в районах Северной Африки и Ближнего Востока, бывшего Советского Союза, включая Урало-Сибирскую зону и республики Средней Азии. Индустриально развитые страны, включая ОЭСР, а затем и Китай, испытывая энергодефицит, стремились диктовать свои условия поставщикам, превращая их в доноров мировой экономики. В то же время, стремясь обеспечить собственную энергетическую безопасность, США и Европейский союз активно проводили политику энергосбережения и ограничения экологических выбросов под предлогом всеобщей заботы об устойчивом развитии человечества в интересах нынешнего и будущего поколений. Однако все это приводило лишь к сокращению темпов роста, но не снижало абсолют-

ного прироста энергопотребления в мире. Поэтому оставалась актуальной задача поиска новых источников энергии, не связанных с ограниченными запасами традиционных энергоресурсов. Не следует ожидать, что это будет какой-то единственный универсальный энергоисточник, заменяющий собой все остальные. Несмотря на бурное развитие атомной энергии, она не стала, да и не могла стать, альтернативой топливной энергетики, ибо связана со спецификой потребления – высокой концентрацией мощности, узким диапазоном регулирования режимов, дополнительной угрозой безопасности. Термоядерная энергия пока не вышла за пределы чисто научных экспериментов. В последние годы в большинстве стран (кроме России) добились значительных успехов в деле освоения возобновляемых источников энергии, ветровых и солнечных. Это обусловлено якобы их экологическим преимуществом – малыми выбросами в атмосферу парниковых газов. Хотя на самом деле выбросы от самих ВИЭ действительно меньше, но для производства необходимых конструкционных материалов (лопастей ветровых турбин, солнечных панелей) требуется достаточно большой объем используемой традиционной электрической энергии, что сохраняет неизменной общую нагрузку на окружающую среду. Отличительной особенностью использования ВИЭ, является малая концентрация их мощности, что обусловливает их применение в децентрализованных системах энергоснабжения, которые находят все более широкое применение для постиндустриального энергопотребления. Следует отметить, что ВИЭ, даже с учетом их возможной интеграции в общую систему, не могут обеспечить крупного потребителя (большой мощности), тогда как АЭС легче решают эту задачу, особенно для постоянного графика нагрузки, но становятся неэффективными для энергоснабжения удаленных энергопотребителей с малой концентрацией мощности. Угольная генерация, помимо значительных объемов выбросов в атмосферу вредных веществ, эффективна лишь при сооружении ГРЭС вблизи шахт и разрезов, что требует развитой системы электропередач, соединяющих эти станции с центрами энергопотребления. Газовая генерация на сегодняшний день обладает наибольшими возможностями как по запасам этого ресурса, так и по возможности его транспорта в удаленные энергетические центры по трубопроводам или в виде СПГ. В последние годы активно начинают использоваться низконапорные газовые месторождения, где сооружаются тепловые станции для местного и системного производства электроэнергии.

И хотя на обозримую перспективу вплоть до середины XXI в. набор используемых электростанций в структуре энергосистем не претерпит

существенных изменений, поиск новых нетрадиционных энергоресурсов и источников энергии является актуальной не только научной, но и практической задачей. При этом важно учитывать не только объем возможного производства электроэнергии, но и более широкий спектр энергетических услуг, формируемых генерирующими установками.

Учитывая, что новая экономика будущего – это не возврат к старой промышленности, базирующейся преимущественно на силовых энергетических процессах, а неоиндустриализация, основанная на сочетании крупных установок и распределенной генерации, силовых и информационных процессов, физических и интеллектуальных систем, энергетика уже ближайшего будущего – это комбинированные системы, рассчитанные на широкий спектр предлагаемых энергетических услуг потребителю в нужный момент и необходимого качества. Особенно быстрыми темпами развивается малая (по единичной мощности) генерация, обеспечивающая более полное использование местных (как возобновляемых, так и иных нетрадиционных) ресурсов. При этом потребитель может становиться одновременно и производителем избыточной энергии, которую надо либо аккумулировать на месте, либо выдавать в сеть. Помимо комбинированного производства тепла и электроэнергии на ТЭЦ актуальным становится использование тригенерации (+ производство холода), а использование химических топливных элементов обеспечивает не только генерацию электрической энергии, но и получение пресной воды, дефицит которой начинает все более явственно проявляться во многих странах. Особого внимания среди новых источников энергии заслуживают генераторы промежуточных видов энергоносителей, водородных и электрохимических, твердотельных и метанольных, газогидратных и биоэнергетических. По сути дела энергетика стоит на пороге новой технологической революции, когда электроэнергия, как наиболее эффективный (универсальный, удобный и управляемый) вид энергии, не просто одновременно производится и потребляется, но и «складируется», запасаясь в различного рода накопителях, аккумуляторах, батареях, где энергетический потенциал формируется по виду и по времени в наиболее удобном виде для хранения и последующего эффективного использования.

Традиционная силовая электроэнергетика (двигательная, осветительная, зарядная) дополняется новыми видами используемой энергии (импульсной, лазерной, биохимической), которые существенно расширяют спектр энергетических (электромеханических, электрохимических) и энергосервисных услуг для потребителя.

На смену индустриальной энергетической цивилизации, связанной с использованием преимущественно силовых процессов, приходит новый энергоинформационный электрический мир, основанный на широком использовании интеллектуальных эргатических (человеко-машинных) систем. Это касается и сферы труда и быта, где человек становится не просто потребителем поставляемых извне (из «розетки») энергетических услуг, но и сам становится генератором нового энергетического потенциала (в т.ч. человеческого капитала), использующего как возможности природно-технических систем, так и собственного интеллекта. Энергоинформационные системы помимо утилитарного энергообеспечения создают и новое качество жизни: организацию и удобство, культуру и красоту. Человек в этом электрическом мире становится не потребителем, а творцом.

Этот переход означает качественную трансформацию электроэнергетики, основанную не просто на технических инновациях в сфере производства, распределения и потребления энергии, но и на организации новых взаимоотношений человека и окружающей социоприродной среды. Традиционное освещение обеспечивает не только удобство, но и красоту, электрический транспорт – не только экологическую безопасность, но и качественно иное ощущение комфорта, использование энергоинформационных систем на производстве не просто облегчает труд и повышает его производительность, но и закладывает новую организацию интеллектуальных человеко-машинных систем.

Разумеется, инновационная электроэнергетика базируется на основе освоения новых прорывных технологий в сфере генерации, системного распределения и активного энергопотребления. Приоритетные направления этого нового технологического уклада одновременно и формируются, и находят все более широкое применение. Отчасти эти результаты уже отражены в проекте новой Энергетической стратегии (ЭС-2035 и ЭС-2050), подготовленной сотрудниками РАН, отраслевых институтов и внесенной Минэнерго РФ в Правительство РФ. Многие направления и ожидаемые результаты использованы в утвержденном Минэнерго РФ в октябре 2016 г. «Прогнозе научно-технического развития отраслей ТЭК России на период до 2035 года».

Но многие разработки находятся пока на стадии технологического форсайта. И задача исследователей академических и отраслевых организаций – не просто интегрировать имеющиеся и формируемые предложения в виде научного прогноза НТП, но и сделать этот процесс живым, постоянно обновляющимся и приближающим новые идеи к

их организационно-технологической реализации. В условиях частно-государственного партнерства, когда основные инвестиции для развития наукоемких технологий формируются за счет средств самого бизнеса, качественно меняется роль государственных фондов и структур. Их задача – вывести прорывные технологии из стадии научных разработок в опытные образцы и пионерные проекты с последующим стимулированием привлечения средств бизнеса для их реализации. Новая государственная энергетическая политика – это ставка на прорывные высокоэффективные технологии.

Представляемая работа, выполненная специалистами ОИВТ РАН, ИНЭИ РАН, ИСЭМ СО РАН, Института энергетической стратегии, НИЦ ФСК, СибНИИЭ, Ассоциации «ТРАВЕК» и другими, является, конечно, далеко не полным изложением перспектив развития нового технологического уклада в энергетике, но, по сути дела, является на сегодняшний день наиболее полным обзором перспектив развития инновационной электроэнергетики-21, и может быть смело рекомендована всем организациям и всем читателям как пример комплексного электроэнергетического форсайта формирующегося нового электрического мира.

В.М. Батенин,
В.В. Бушуев,
Н.И. Воропай

ВВЕДЕНИЕ

В.1. От плана ГОЭЛРО – к Энергетической стратегии России

В отечественной энергетике, нет, пожалуй, документа, на который бы в производственной, научной и политической литературе ссылались чаще, чем на план ГОЭЛРО – государственный план электрификации России, одобренный в декабре 1920 г. VIII Всероссийским съездом Советов. Выступая на съезде, В.И. Ленин назвал план ГОЭЛРО второй программой партии, выдвинув известный политический лозунг: «Коммунизм – это есть Советская власть плюс электрификация всей страны».

Однако этот документ не был простой политической декларацией, которую многие враги социализма внутри и вне страны, недруги Советской власти, да и просто обыватели, уничижительно окрестили «электрофикцией». Вслед за политическим одобрением план ГОЭЛРО в октябре 1921 г. был детально рассмотрен на 8-м Электротехническом съезде, а в декабре 1921 г. – принят постановлением Совета народных комиссаров и утвержден IX Всероссийским съездом Советов, что придало плану необходимую силу закона.

Такое внимание руководства страны к плану ГОЭЛРО обусловлено тем, что это был план развития не одной энергетики и даже не просто общеэкономический народно-хозяйственный план. Это был «ленинский план создания материальной основы социализма в нашей стране на базе ее электрификации, первый государственный план восстановления и социалистической реконструкции народного хозяйства Советской России на высшей технической основе», – писал позднее Г.М. Кржижановский, руководитель комиссии по разработке плана ГОЭЛРО, к составлению которого были привлечены более 200 деятелей науки и техники.

Понаслышке о плане ГОЭЛРО знают все, но, к сожалению, читали сводный том плана (650 стр. текста с картами и схемами электрификации районов), увы, немногие. В 1920 г. план был напечатан и роздан делегатам Съезда весьма ограниченным тиражом из-за элементарной нехватки бумаги, а переиздан только спустя 35 лет (в 1955 г.).

Третье издание плана ГОЭЛРО вышло в свет еще через 50 лет в качестве первого тома двухтомника «Энергетика России (1920–2020 гг.), подготовленного сотрудниками Института энергетической стратегии и Издательского дома «Энергия» в 2006 году. Второй том содержит стратегические программные документы, отражающие энергетическую политику России на рубеже веков: от Энергетической программы СССР до Энергетической стратегии России на период до 2020 г. (ЭС–2020) [1].

На наш взгляд, выпуск этого двухтомника преследовал две задачи. Во-первых, дать возможность современному читателю (специалисту-энергетику, экономисту и политическому деятелю) обратиться к первоисточнику, который является не отраслевой программой, а одновременно стратегией и планом переобустройства России как социально ориентированной индустриальной державы, планом (говоря современным языком) ее «модернизации» и «инновационного развития».

В то время именно электрификация была тем качественно новым фундаментом, который обеспечивал переход страны на рельсы индустриализации и коллективизации как основы современной системы хозяйствования. В отличие от «плана» Троцкого (тезисы 1919 г.) «хозяйственного возрождения России на основе массового применения к обломкам довоенной промышленности труда неквалифицированной крестьянско-рабочей массы (трудармии)» план ГОЭЛРО был одновременно техническим, финансовым и социальным планом качественного возрождения России.

Во-вторых, очень важно проследить преемственность и исторический генезис (развитие) энергетической политики России (и бывшего СССР), которая все меньше становилась социально ориентированной государственной политикой, оставаясь преимущественно отраслевым набором документов. Нельзя сказать, что энергетика утратила свою фундаментальную роль в деле социально-экономического развития страны. Напротив, за последние годы существенно возросла доля топливно-энергетического комплекса в формировании макроэкономических показателей (бюджет страны, экспорт и внутренний валовой продукт). Но при этом за «лесом» общегосударственных цифр перестали просматриваться «деревья» показателей, дающих блага конкретному человеку. Почему и современные Энергетические стратегии (ЭС-2010,

ЭС-2020 и ЭС-2030), утвержденные в свое время Правительством России (да и ранее принятые Энергетические программы СССР), не стали общенациональным достоянием, как это имело место в отношении плана ГОЭЛРО.

В связи с этим сегодня следует вернуться не к изложению основных позиций этого плана (все читатели сами могут обратиться к документу – 3-е стереотипное со 2-м издание плана ГОЭЛРО имеется в анналах ИД «Энергия» – www.energypublish.ru), а к той социальной направленности плана, которая и формировала требования к соответствующему развитию энергетики.

Необходимо отметить три ключевых фактора, которые легли в основу плана ГОЭЛРО и не потеряли своего значения для сегодняшней России.

Целенаправленность: максимальный результат при минимальных усилиях

«Целью всякой хозяйственной деятельности (писали авторы документа в 1920 г.) является достижение наибольших результатов при наименьших усилиях, то есть максимальная ее производительность». Как это созвучно сегодняшним призывам власти к повышению эффективности экономики (системы хозяйствования) за счет снижения затрат (энерго- и ресурсосбережения).

В плане ГОЭЛРО подчеркивается, что производительность (ныне – эффективность) достигается, во-первых, за счет интенсификации труда (сегодня об этом забыли); во-вторых, путем механизации и электрификации; в-третьих, путем рационализации и организации труда (ныне – использования инноваций и структурных реформ на межкорпоративном и внутрикорпоративном уровне).

Как видим, новое – это хорошо забытое старое. И формируя новые подходы к модернизации нашей экономики сегодня, полезно разобраться, как это предлагали сделать почти 100 лет назад на базе электрификации, оценить, что из этого опыта можно и нужно взять на вооружение, а что следует оставить в благодарной памяти.

Электрификация – движущая сила развития экономики страны

В начале социалистического переустройства России электрификация была главным текущим и перспективным средством решения задачи создания новой экономики и нового общества. «Составить проект

электрификации России – это означает ... построить основные леса для реализации единого государственного плана народного хозяйства», – писали авторы плана. Взамен «восстановления главнейших элементов нашей прошлой экономики» план ГОЭЛРО предлагал ее полное переустройство, масштабное наращивание электрического хозяйства страны, преимущественно за счет крупных (для того времени) тепловых и гидростанций.

По плану ГОЭЛРО за 10 лет необходимо было соорудить 30 районных станций с установленной мощностью 1,75 млн кВт. Для сравнения напомним: в 1916 г. (до разрухи, связанной с Октябрьской революцией и Гражданской войной) в России насчитывалось 250 станций общественного пользования и 6000 частных фабрично-заводских станций общей мощностью 1,5 млн кВт, т.е. требовалось не только удвоить мощность, а сделать это путем резкого роста единичной мощности электрических станций и их агрегатов. Если действующие станции имели среднюю единичную мощность 200–250 кВт, то новые – 60 тыс. кВт. Это был гигантский количественный скачок, создающий качественно новый эффект за счет концентрации мощностей электрических станций.

Но, главное, названные цифры не были придуманы «кремлевскими мечтателями», они базировались на том, что может и должна дать электрификация всех районов Советской России и всех отраслей промышленности и транспорта. Предполагалось электрифицировать до 90% всей промышленности, масштабы которой росли быстрыми темпами вследствие перехода на рельсы индустриализации.

Для каждого из восьми экономических районов были приняты направления и масштабы промышленного производства, требующие соответствующего уровня электрификации. Так, главнейшим богатством Уральского района, определяющим его роль в народнохозяйственной жизни страны, признаны его ископаемые; для Южного района – добыча угля и производство чугуна; для Центрально-промышленного района – добыча железной руды, торфа и развитие текстильной промышленности на базе местного льна и привозного хлопка; для Северного района – лесное хозяйство; для Кавказского района – горное дело и сельское хозяйство.

Одновременно для каждого района был намечен план его не только промышленного, транспортного, сельскохозяйственного, но и социального развития. Например, имелся план строительства и электрификации основных железных дорог. «Электрическая сверхмагистраль обращается в широкую культурную полосу, по оси которой движется

мощный поток товаров, что позволяет в 2,5–3 раза повысить экономическое сближение страны, а рядом – формировать новые поселения и предприятия». Не игнорировались также перевозки и по водным путям при учете особенности грузовых потоков. Так, к железным дорогам тяготеет хлеб и каменный уголь, к водным путям – лес и нефть. И уже тогда встал вопрос о развитии автомобильного сообщения и нефтепроводов.

Электрификация транспорта требовала не только развития электрических мощностей, но и создания принципиально нового оборудования – электровозов, гидроэлектрических силовых установок, электрических погрузочных портовых кранов, дизелей; не был забыт и автомобильный транспорт.

Для каждого из обрабатывающих производств в текстильной, бумажной, химической, лесоперерабатывающей промышленности были определены не только необходимые объемы электрификации, высвобождающей рабочие руки для развития новых отраслей, но и дана схема размещения этих производств и соответствующих объектов электроснабжения (источников энергии, линий и оборудования).

Разработчики плана ГОЭЛРО много внимания уделили развитию и электрификации сельского хозяйства. Проведя детальный анализ плюсов и минусов российского земледелия с учетом климата, плодородия почв, структуры посевов, авторы убедительно показывают, что именно «электрификация является надежным орудием концентрации ... в применении к крупным сельскохозяйственным единицам». «Электричество может сослужить колоссальную работу по быстрейшему изживанию зияющего противоречия между новым городом и новой деревней».

Разве не актуально это и сегодня? Ведь в какой-то сотне километров от Москвы люди живут от рассвета до заката, не всегда имея возможность воспользоваться даже «лампочкой Ильича», потому что нет собственных генерирующих источников, а линии электропередачи, связывающие глухомань с энергетическими центрами, увы, часто выходят из строя и подолгу не работают.

Разумеется, для энергоснабжения всех потребителей по каждому из экономических районов были разработаны планы развития энергетических мощностей, их топливообеспечения, либо оценены запасы водных ресурсов, а также составлены карты электрических связей между станциями и потребителями.

Для большинства районов были даны детальные пообъектные характеристики как оборудования станций, так и силовых установок у

потребителей: котлов и питательных насосов, паропроводов и турбогенераторов, трансформаторов, электрических столбов и меди для проводов, тракторов и лампочек, электровозов и водопроводных установок.

Сегодня такую детализацию: сколько и где построить станций и подстанций, железных дорог и водных каналов; сколько это потребует материалов, рабочих рук и денег – трудно даже себе представить. Не только в Энергетической стратегии и Генеральной схеме размещения объектов электроэнергетики, но в местных энергетических программах и даже в сводных проектных материалах.

А ведь тогда, в 1920 г., все это было сделано менее чем за год силами экспертов комиссии по разработке плана ГОЭЛРО, в состав которой входили 20 человек, а привлечено к работе было свыше 200 деятелей науки и техники. Воистину титаническая многогранная работа!

«Громадье» планов – необходимость и возможность

Для реализации намеченных задач развития экономики страны нужно было масштабное (и колоссальное по тому времени) развитие новых энергетических источников. И план ГОЭЛРО базировался на максимально возможном использовании всех имеющихся энергетических ресурсов: воды и угля, торфа и дров, нефти и горючих газов. При этом первостепенное внимание уделялось местным ресурсам и региональной (районной) энергетике, а также необходимому развитию энергомашиностроения и электротехники, находящихся в то время в сильной зависимости от зарубежных поставок.

В 1916 г. основой топливоснабжения России были дрова, покрывавшие 60% потребления, и донецкий уголь, обеспечивавший 26% общего потребления. План ГОЭЛРО сделал ставку на интенсивное развитие гидроэнергетики. Его авторы, проведя кадастр всех отечественных водных ресурсов, предложили объемную программу строительства ГЭС (ДнепроГЭС мощностью 558 тыс. кВт, Волховской ГЭС с первой очередью 60 тыс. кВт, каскад Свирских ГЭС – 200 тыс. кВт, ГЭС на реке Катунь на Алтае, реке Чирчик в Туркестане, реке Чусовая на Урале мощностью 45–50 тыс. кВт каждая и др.) общей мощностью гидроэлектростанций 1 млн кВт.

Мощность районных тепловых электростанций по плану ГОЭЛРО должна была составить 1,75 млн кВт. Однако она достигла 3 млн кВт. К началу Великой Отечественной войны общая мощность всех электро-

станций страны составляла 11,2 млн кВт, а годовое производство электроэнергии превышало 48 млрд кВт·ч. В конце 1941 г. почти половина всех действующих мощностей была выведена из строя, тем не менее к концу войны (май 1945 г.) энергетический потенциал был восстановлен полностью, а в 1952 г. – удвоен.

Темпы энергетического строительства, заложенные в плане ГОЭЛРО, сохранились и в дальнейшем. Так, общая мощность всех электростанций Советского Союза на конец 1990 г. составила 341 млн кВт (в том числе в РФ – 213, 3 млн кВт), было выработано электроэнергии 1,17 трлн кВт·ч и 1,07 трлн кВт·ч соответственно.

В течение следующего десятилетия электрическая мощность в стране осталась практически неизменной. И при отсутствии вводов генерации это привело к существенному старению основного оборудования.

За счет общего экономического спада и падения спроса потребление электроэнергии в 2000 г. снизилось до 862 млрд кВт·ч (на 20% по сравнению с 1990 г.). И даже сегодня (по оценкам на 2016 г.) потребление, равное 1054 млрд кВт·ч, не достигает уровня 1990 года.

Именно в условиях, когда темпы развития электроэнергетики, с одной стороны, резко снизились, а с другой стороны, спрос диктует производство, опыт ГОЭЛРО особенно важен, и скорее – не как количественная оценка «громадья» планов, которая была необходима в тот исторический отрезок времени, а как документ комплексного сбалансированного развития энергетики и всего народного хозяйства.

К сожалению, предлагавшиеся программы развития электроэнергетики, в том числе и нашумевший доклад под амбициозным названием ГОЭЛРО-2, рисовавший целевое видение РАО ЕЭС на период 2007-2020 гг. с гигантскими количественными показателями ввода мощностей и производства электроэнергии (удвоение за 13 лет), не имеют под собой не только выверенных экономических расчетов, но даже ответа на простой вопрос: а кому и зачем это надо? «Хотелки» – да и только, дабы поднять свой имидж в собственных глазах и «впечатлить» власть. Ныне – совсем другое время.

В 20-х годах XX в. электрификация была базой индустриального возрождения России, и при этом план ГОЭЛРО исходил из того, что можно и нужно сделать для развития промышленности и сельского хозяйства на качественно новой основе – повышения электровооруженности и производительности труда.

Принципиальное отличие нынешнего времени от прошлого периода заключается в том, что между этими понятиями уже нельзя ставить знак равенства. Сегодня дело не в простом наращивании объемов про-

изводства электроэнергии, а в повышении эффективности использования энергии. Электрификация хотя и является инфраструктурной базой экономического и социального развития страны, но это – не механическое увеличение душевого энергопотребления.

Не дефицит мощностей, а энергорасточительство является сегодня угрозой номер один. Предстоит поэтому одновременно решать две отчасти противоречивые задачи.

Во-первых, обеспечивать энергетическую безопасность России и ее регионов, понимая под этим ресурсную достаточность поставок и надежность энергоснабжения, экономическую доступность таких поставок для потребителей и технологическую (в том числе экологическую) допустимость соответствующего производства.

Во-вторых, заботиться об энергетической эффективности, имея в виду при этом энергосбережение, снижение инвестиционной нагрузки и модернизацию электроэнергетики не в количественном, а в качественном выражении – на базе инновационных технологий построения «умной» энергетики.

Названные и многие другие новые подходы заложены в проекте Энергетической стратегии России на период до 2035 г. (ЭС–2035) [2], а также в новой уточненной Генеральной схеме размещения объектов электроэнергетики.

Выводы

1. Учиться у наших предшественников-энергетиков, создавших и осуществивших план ГОЭЛРО, надо не букве и цифре долгосрочного планирования, а органичной комплексности и сбалансированности всех аспектов подхода к той или иной проблеме прогнозирования.

2. План ГОЭЛРО и новую Энергетическую стратегию России объединяет одно – стремление выстроить слаженную систему взаимосвязи энергетики, экономики и экологии, перейти от чисто отраслевого подхода к комплексному прогнозированию развития всего народного хозяйства страны, где электроэнергетика поменяет свою роль, превратившись из «локомотива» индустриального развития в гаранта инновационного инфраструктурного эффективного использования энергетического потенциала страны.

В.2. Состояние и перспективы научно-технологического развития электроэнергетики России

Исходные условия

В России электроэнергетика в своем становлении следовала мировым тенденциям. Процесс централизации электроснабжения в стране растянулся почти на весь XX век. Во второй половине XX в. начала формироваться Единая электроэнергетическая система (ЕЭЭС) страны, ставшая одной из крупнейших в мире. Параллельно достаточно активно шел процесс создания крупных систем централизованного теплоснабжения на базе теплоэлектроцентралей (ТЭЦ) – электростанций с комбинированным производством электрической и тепловой энергии. Централизованное теплоснабжение и комбинированная выработка электроэнергии и тепла стали важнейшими особенностями отечественной электроэнергетики.

Формирование в стране систем централизованного электро- и теплоснабжения было вызвано объективными причинами:

– ростом спроса на электрическую и тепловую энергию в результате увеличения численности населения и индустриализации страны;

– интенсивной урбанизацией страны и концентрацией электрических и тепловых нагрузок в городах;

– высокой энергетической и экономической эффективностью повышения единичной мощности энергетического оборудованияи концентрации энергетических производств;

– несовпадением географического размещения основных топливных баз и центров потребления энергии;

– необходимостью решения социальных и экологических проблем, прежде всего в городах.

Между тем развитие систем централизованного электро- и теплоснабжения в стране практически достигло своего экономического предела. Это обусловлено следующими причинами:

– достижением традиционными энергоустановками пределов энергетической и экономической эффективности от увеличения единичной мощности оборудования и концентрации производства;

– ростом затрат в развитие и функционирование созданной энергетической инфраструктуры;

– трудностями эффективного управления режимами работы структурно сложных электроэнергетических и теплоснабжающих систем с протяженными связями, обеспечивающего их устойчивую и надежную работу;

– большими расходами энергии на собственные нужды электрических и тепловых сетей большой протяженности.

Рост затрат в развитие и функционирование энергетической инфраструктуры вызван во многом высокой степенью износа основных фондов и необходимостью обеспечения нормативных требований к надежности энергоснабжения потребителей и негативного воздействия объектов энергетики на окружающую среду. Устаревшие мощности характеризуются низким КПД, низкой надежностью, повышенными затратами на ремонт оборудования. Большие простои оборудования в ремонте снижают коэффициент использования установленной мощности (КИУМ) электростанций, что неизбежно ведет к повышению себестоимости производства электроэнергии. Потому старые мощности давно требуют вывода из эксплуатации и замены на более эффективные.

Следствием увеличения затрат в системе централизованного энергоснабжения явился рост цены энергии для конечных потребителей. Во многом это вызвано увеличением в цене энергии доли так называемой «сетевой составляющей», т.е. затрат на передачу и распределение энергии. Она может быть определена как разность между ценой производителя и ценой приобретения энергии. В настоящее время величина сетевой составляющей в цене электроэнергии в целом по всем потребителям превышает 58%, тогда как десять лет назад она равнялась 47%. При этом у мелких (распределенных) потребителей она существенно выше: около 70% у населения и 77% в сельском хозяйстве.

Впрочем, это вполне закономерно, поскольку отражает дополнительные затраты на распределение энергии среди мелких потребителей.

В последнее десятилетие электроэнергетика страны характеризовалась интенсивным вводом новых электрогенерирующих мощностей, в том числе высокоэффективных парогазовых установок, в основном на основе зарубежных газовых турбин. При этом отработавшие свой ресурс мощности в большинстве своем остались в эксплуатации, негативно влияя на экономику отрасли. Замедление российской экономики в последние годы практически остановило рост внутреннего спроса на электроэнергию. Это привело к избытку генерирующих мощностей и снижению инвестиционной активности в отрасли.

Суммарная установленная мощность электростанций страны, охваченных статистическим наблюдением, на начало 2016 г. равнялась 257,1 ГВт. За прошедшие четверть века она увеличилась в 1,2 раза, с 212 ГВт в 1990 г. (рис. В.2.1). Рост начался в 2000 г., т.е. с началом возрождения экономики страны. До этого имело место десятилетие стагнации отечественной электроэнергетики.

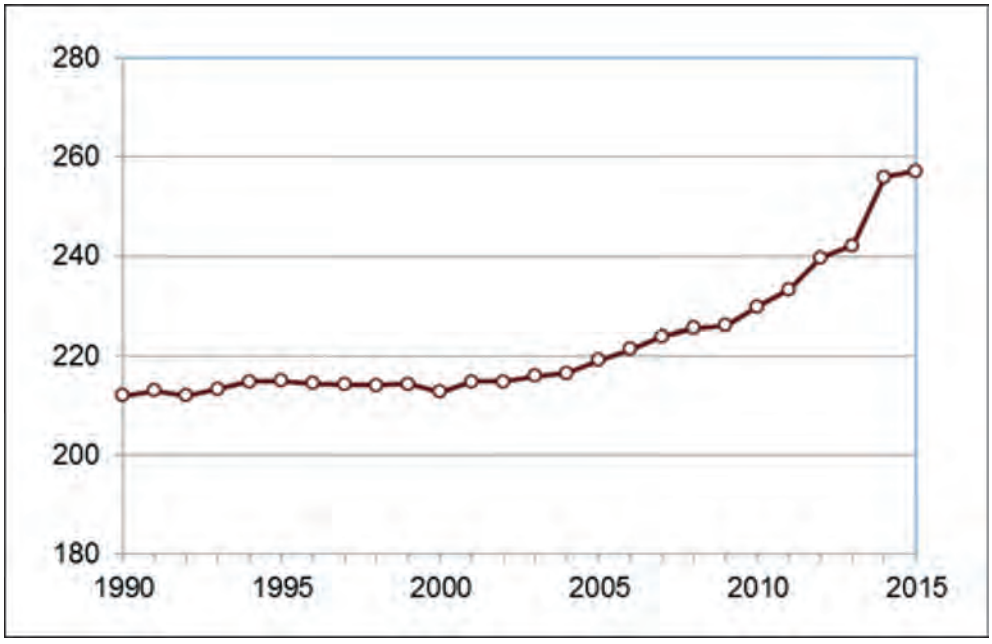


Рис. В.2.1. ***Динамика установленной мощности электростанций России, МВт***

Производство электроэнергии в стране в 2015 г. составило 1067,5 млрд кВт·ч электроэнергии, что практически равнялось уровню 1990 г., когда было выработано 1070,6 млрд кВт·ч электроэнергии. До этого имел место драматический провал в производстве электроэнергии, пик которого пришелся на 1998 г. (рис. В.2.2). В этот год выработка электроэнергии рухнула почти в 1,3 раза по сравнению с 1990 г., до 827,2 млрд кВт·ч. Это негативно сказалось на загрузке мощностей и, следовательно, на себестоимости производимой электроэнергии.

В структуре генерирующих мощностей доля тепловых электростанций (ТЭС), сжигающих органическое топливо, составляет 69,7% (179,1 ГВт), атомных электростанций (АЭС) – 10,2% (26,3 ГВт) и электростанций, работающих на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ) – 20,1% (51,6 ГВт). В структуре производства электроэнергии по типам электростанций также превалируют ТЭС с долей 65,7% и

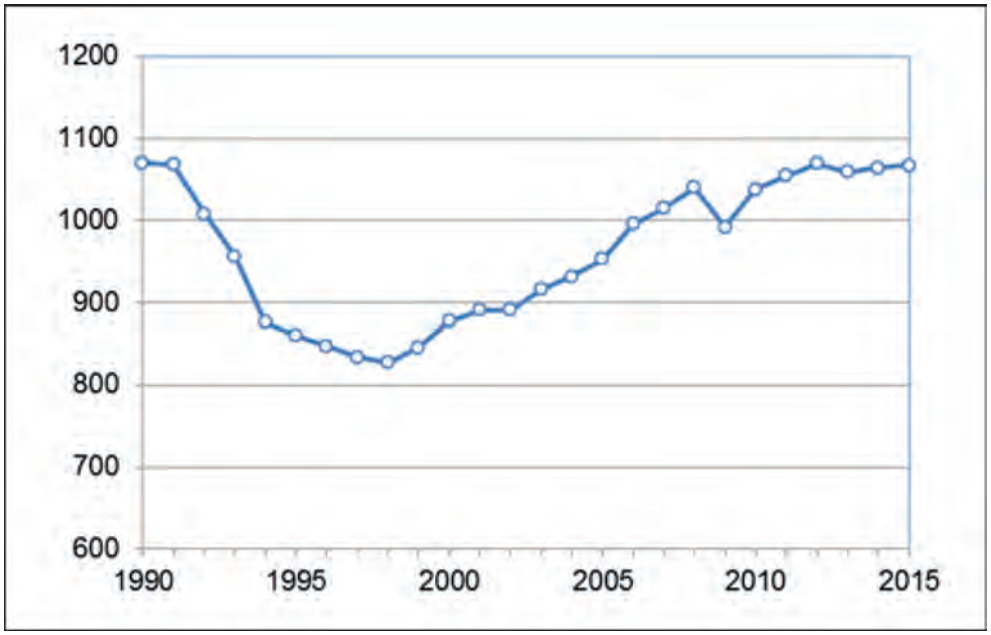


Рис. В.2.2. ***Динамика выработки электроэнергии электростанциями России, млрд кВт·ч в год***

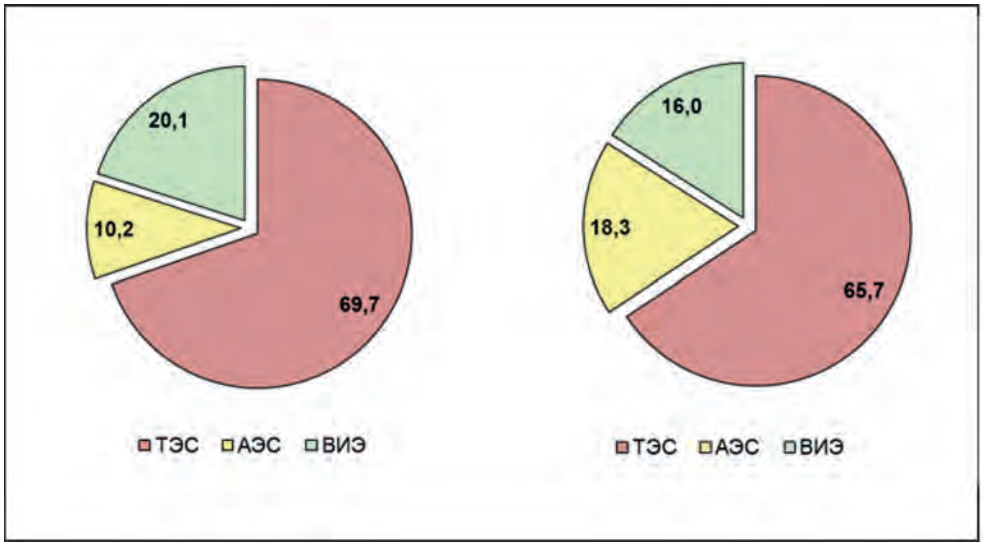


Рис. В.2.3. ***Структура установленных мощностей и производства электроэнергии по типам электростанций***

выработкой 701,2 млрд кВт·ч в 2015 году. Доля АЭС в этой структуре составляет 18,3% (195,5 млрд кВт·ч)и электростанций на базе ВИЭ – 16% (170,8 млрд кВт·ч). Около 99% электроэнергии производится в

централизованной зоне. Оставшийся 1% приходится на изолированно работающие электростанции, которыми в 2015 г. было выработано около 10,7 млрд кВт·ч электроэнергии. Сложившаяся в стране структура установленных мощностей и производства электроэнергии по типам электростанций представлена на рис. В.2.3.

Структура установленных мощностей по типам электростанций остается стабильной уже на протяжении четверти века (рис. В.2.4). В противоположность, структура производства электроэнергии по типам электростанций оказалась более изменчивый (рис. В.2.5). С 1990 г. по 2015 г. доля ТЭС уменьшилась с 73% до 65,7%, а доля АЭС возросла с 11,3% до 18,3%. Доля электростанций на базе ВИЭ с учетом ГЭС за этот период почти не изменилась. Произошедшие изменения явились следствием существенного повышения эффективности работы АЭС.

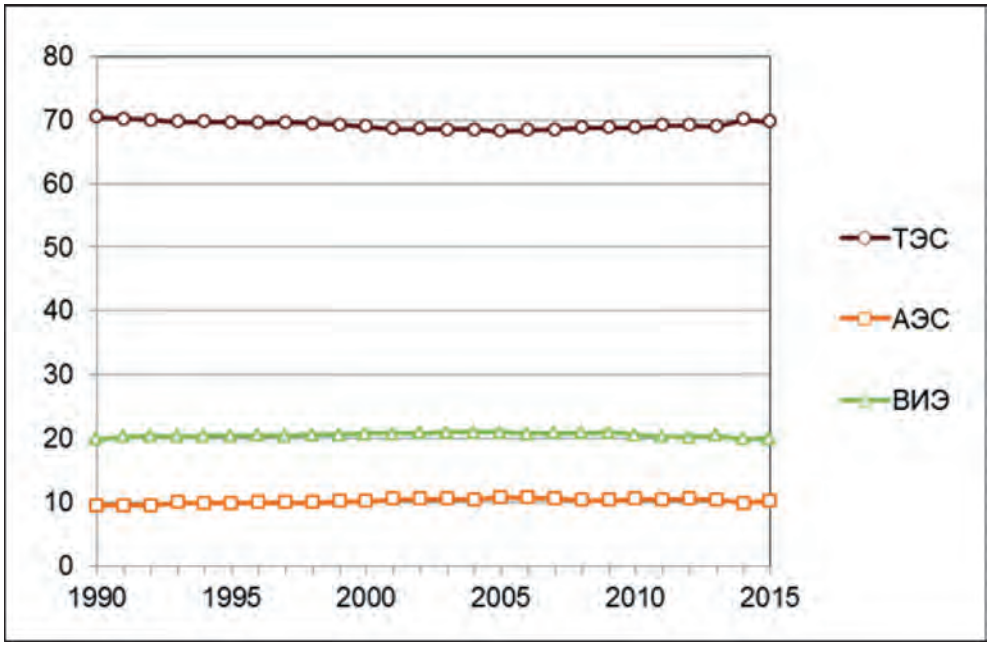


Рис. В.2.4. ***Динамика структуры установленных мощностей по типам электростанций, в %***

Рост установленной мощности электростанций России при стагнации выработки электроэнергии привел, во-первых, к большому избытку мощностей, причем устаревших, и, во-вторых, к существенному снижению КУИМ и, следовательно, росту себестоимости производства электроэнергии. С 1990 г. по 2015 г. КИУМ для всех электростанций страны снизился с 0,58 до 0,47 (рис. В.2.6). Особенно драматическим

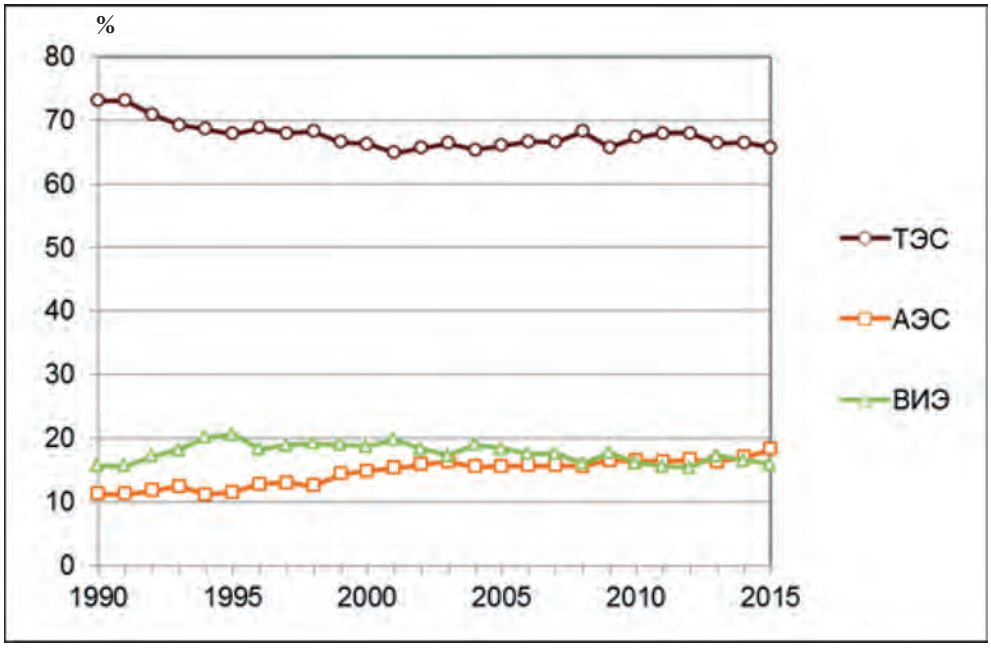


Рис. В.2.5. ***Динамика структуры производства электроэнергии по типам электростанций***

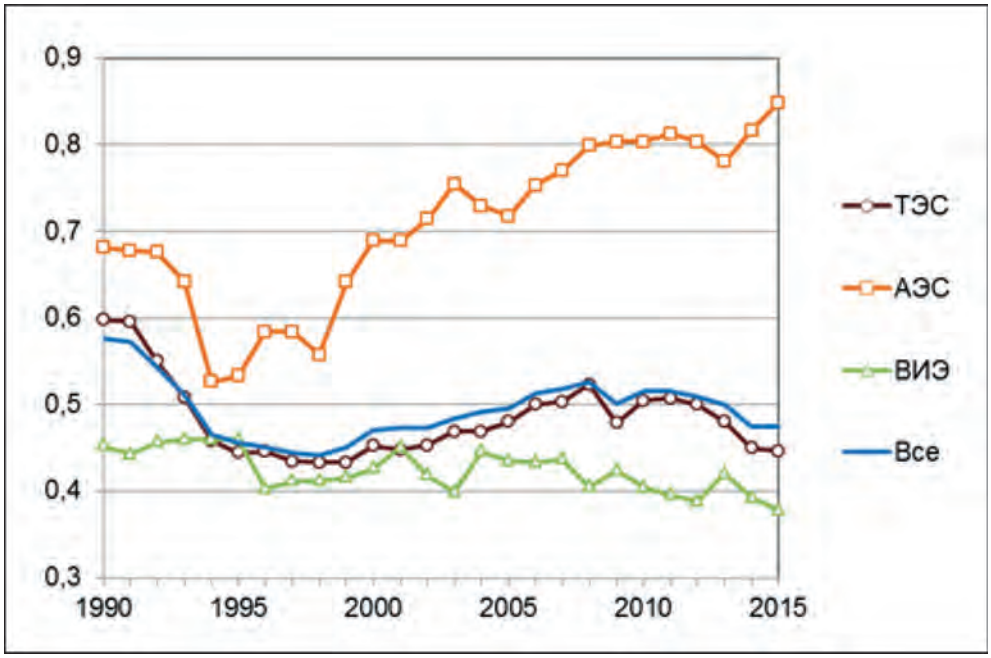


Рис. В.2.6. ***Динамика КИУМ электростанций России***

оказалось снижение в этот период КИУМ для ТЭС – с 0,6 до 0,45. Причиной тому, кроме роста мощностей, также стало существенное повышение КИУМ атомных электростанций. За указанный период он вырос с 0,68 до 0,85. АЭС активно вытесняли ТЭС из базовой части графика нагрузки в полупиковую и пиковую. Также за указанный период снизился КИУМ для электростанций на базе ВИЭ – с 0,46 до 0,38. В данном случае дополнительным важным фактором стал рост мощностей ветряных и солнечных электростанций с очень низкой величиной КИУМ (соответственно 0,16 и 0,11 в 2015 г.).

Целевые показатели развития электроэнергетики в России определены проектом Энергетической стратегии России на период до 2035 года. Предполагается к концу рассматриваемого периода увеличить объемы производства электроэнергии в стране до 1380-1470 млрд кВт·ч в год, т.е. в 1,3-1,4 раза, в том числе на ТЭС – до 904-925 млрд кВт·ч в год, на АЭС – до 246-269 млрд кВт·ч в год и на базе ВИЭ – до 230-270 млрд кВт·ч в год. Наиболее высокими темпами предлагается развивать возобновляемую электроэнергетику, с ростом выработки электроэнергии к 2035 г. в 1,34-1,6 раза.

В.3. Инновационное развитие электроэнергетики России (общее представление)

Глубокая электрификация страны признана одним из важнейших приоритетов новой Энергетической стратегии России.

Среди основных вызовов современности, оказывающих наибольшее влияние на характер развития электроэнергетики, выделяются: постоянный рост энергопотребления, в том числе электропотребления; повышение требований к надежности энергоснабжения и качеству услуг конечных потребителей; стремление к использованию все более экологически чистых источников энергии и минимизации негативного воздействия на природу; глобализация рыночных отношений на континентальном и межконтинентальном пространстве, в том числе внедрение рыночных отношений в электроэнергетику.

Так, на период до 2035 г. предполагается рост электропотребления в 1,6 раза, а к 2050 г. – в 2 раза по сравнению с 2010 г. с темпами, существенно превышающими спрос на ТЭР в целом. Но стратегически важен не только количественный масштаб развития электроэнергетики, а качественная структурно-технологическая трансформация как самой отрасли, так и всех связанных с ней сегментов энергетического и энергопромышленного сектора.

К сожалению, основная технологическая база электроэнергетики имеет не только «почтенный» физический возраст (почти 50% всего оборудования электростанций и ВЛ-электропередач проработали более 40 лет), но и устарела «морально» (70% распределительных электрических сетей выработали нормативный срок).

В ответ на вызовы современности изменяется направление развития электроэнергетики, как симбиоз гармоничного развития «большой» и «малой» энергетики, при котором потребитель играет все более значимую роль.

В целом электроэнергетика требует не только технической модернизации, но и инновационной перестройки материальной базы, организационной структуры и системы управления функционированием и развитием единой системы: потребитель – поставщик – производитель (нагрузка – сеть – генерация).

Это – и развитие «электрического мира» потребителей, и поиск новых источников энергии, в т.ч. и нетопливных, для централизованного и децентрализованного энергоснабжения, и формирование Единой энергетической системы нового поколения ЕЭС-2.0 с управляемой инфраструктурой.

Обновление электроэнергетики на новой технологической основе требует решения трех основополагающих (и фундаментальных, и практически обусловленных) задач:

- проведение структурно-технологического форсайта и формирование нового облика энергетики будущего, а в соответствии с этим формирование банка инновационных технологий на среднесрочную и долгосрочную перспективу;
- создание целостной системы инновационного развития – от фундаментальных путей и прорывных технологий до интеллектуального проектирования не только отдельных энергоустановок, но и энергетических комплексов, а также подготовка кадров для их освоения;
- разработка частно-государственного партнерства с целью экономического, инвестиционного и институционального стимулирования качественного обновления систем и обеспечения общих интересов науки и бизнеса, власти и общества.

В данной работе делается попытка показать возможные пути и приоритеты решения этих задач для всего электроэнергетического комплекса. При этом электроэнергетика не рассматривается как независимая совокупность генерации, распределения и нагрузки, и даже не как отрасль, целью которой является обеспечение необходимого объема энергопоставок (либо предоставления мощности). Электроэнергетика – это метасистема (SoS – System of System, «система систем»), которая объединяет всех участников общего процесса энергоснабжения в единое целое, включая не только их синхронную работу, но и взаимоувязанное по целевой задаче и конечному результату функционирование и развитие всего комплекса.

Целью электроэнергетики нового поколения является как надежность и эффективность (экономическая, технологическая и социальная) всей системы энергоснабжения на территории страны, так и ее стимулирующая роль драйвера экономического развития регионов.

Главным инструментом достижения этого целевого развития электроэнергетики является инновационность, обеспечивающая качественно новый облик «электрического мира» потребителей и Единой энергетической системы ЕЭС-2.0.

Это достигается также путем развития инфраструктуры, обеспечивающей как интеграцию регионов (крупных территориально-производственных комплексов и рассредоточенных потребителей) в единый электроэнергетический комплекс, так и стимулирование появления

новых потребителей в коммунально-бытовой, транспортной и промышленной сферах для роста качества жизни населения и производительности труда за счет глубокой электрификации.

Структурно-технологический форсайт (целевое видение) электроэнергетики – это, прежде всего, тренды и прогнозы развития спроса и производства (масштабы и направления электрификации, анализ структурных схем межрегиональных энергообъединений и локальных энергетических систем, формирование новой технологической платформы интеллектуальной (энергоинформационной) энергетики и банка новых прорывных технологий генерации, передачи и комплексного использования новых типов энергоустановок у потребителя.

К сожалению, в полной мере такого форсайта в нашей стране так и не проведено. Существуют отдельные обстоятельные исследования по вариантам развития ВИЭ, электромобильного транспорта, Единой национальной электрической сети (ЕНЭС), но все они проведены с позиции лоббирования тех или иных инноваций, оставляя без внимания общий качественный облик электроэнергетики в целом. Такая фундаментальная задача – это прерогатива не отдельных компаний и даже не министерств, а, прежде всего, Российской академии наук, где, к сожалению, пока что отсутствует комплексная программ системного развития электроэнергетики. Множество работ посвящено отдельным фундаментальным исследованиям новых принципов генерации (тригенерация, электровзрывные генераторы, импульсные и вихревые энергоустановки, электрохимические источники тока, термоядерные реакторы и реакторы на быстрых нейтронах, отдельные схемы солнечной энергетики и т.п.). Но в целом из этих разрозненных работ, проводимых во множестве лабораторий и институтов РАН, пока не складывается тот будущий облик электроэнергетики, который будет основан на прорывных технологиях, позволяющих существенно расширить арсенал новой генерации.

А эта новая генерация, как и электроэнергетика, в целом неминуемо будет многоукладной. Неправомерно говорить об «альтернативной» энергетике: или на базе топливной генерации (угольных и газовых ТЭС) или с помощью ВИЭ; АЭС (включая реакторы на БН) или ГЭС (включая приливные станции); космические электростанции или миниаккумуляторы для бытовых электроприборов.

«Электрический мир» потребителя чрезвычайно многогранен. Это – «умные» энергоэффективные дома, оборудованные различной техникой для обеспечения комфорта и удобства жизни. В мире известно

более 500 различных видов бытовой электротехники: от индивидуальных биоэнергетических и физиологических медицинских приборов до осветительных установок без использования ламп накаливания, от строительных конструкций и панелей со встроенными электронагревателями до управляемых установок климат-контроля (кондиционеров и воздухообогревателей, вентиляторов и увлажнителей, ламп Чижевского и инфракрасных излучателей), не говоря уже о кухонных комбайнах, установках пищеприготовления и утилизаторах бытовых отходов. И хотя сегодня большая часть этой бытовой техники питается от розетки, быстро растет доля устройств со встроенными источниками питания, в т.ч. микроаккумуляторами. А еще быстрее – новые виды электрофизических и электрохимических приборов, работающие не на традиционных источниках (переменного или постоянного тока с адаптерами) и не с помощью зарядных устройств, а на биорезонансных принципах, пьезокристаллических эффектах, волновых усилителей различного происхождения.

Еще более широкий спектр возможных энергоустановок связан с транспортно-промышленным сектором. Помимо развития литий-ионных и водородных аккумуляторов для электромобилей (личного и общественного транспорта), разрабатываются и находят все более широкое применение импульсные, термомеханические и взрывные установки для обработки материалов.

Электрохимия и нанотехнологии позволяют создавать новые материалы и конструкции с заданными структурными механическими и физическими свойствами. При этом все возможные физико-химические реакции основаны на использовании процессов преобразования одних видов электрической энергии в другие, не ограничиваясь только стандартными электромагнитными процессами частотой 50 Гц.

Это понуждает более широко рассматривать всю совокупность энергетических преобразователей, служащих как для изменения параметров электрического тока, так и решения более широкого класса задач формирования «электрического мира», в том числе и согласования новых потребителей и новой генерации.

Так, например, для получения тугоплавких материалов с помощью токов сверхвысокой частоты обычные энергоустановки не годятся, а с успехом используются концентраторы солнечной энергии.

Для нанесения тонких покрытий на материалы могут быть использованы не традиционные гальванические установки, а специальные электрохимические электролизеры. Суперконденсаторы могут создаваться с использованием мембранных биоэнергетических технологий.

Атомные станции имеют возможность не только генерировать электрическую энергию по графику нагрузки, но и вместе с мощными накопителями, запасающими энергию в ночные часы, будут представлять энергетические центры для питания крупных потребителей теплом и электрической энергией.

Тригенерация тепла, электрической энергии и холода может быть адекватна потребителям, в равной степени заинтересованным в использовании всех этих ресурсов, например, предприятиям криогенного профиля.

Гидроэнергетические установки целесообразно использовать не только для производства электрической энергии, но и для управления водными потоками для ирригации и борьбы с наводнениями, а также для электролиза воды и получения водорода.

Примеров такого нестандартного (не моноспециализированного) подхода к генерации и потреблению энергетических ресурсов достаточно много уже сейчас, а будущая энергетика станет комплексом для широкого использования всех видов энергии, соответствующих потребителей широкого профиля.

Применение новых материалов для силового энергетического и электротехнического оборудования позволило увеличить плотность энергии, преобразуемой на объектах электроэнергетики, а также повысить ресурс и продолжительность межсервисного (межремонтного) интервала. Развитые информационные системы диагностики и контроля состояния оборудования, в том числе встроенные системы диагностики, предоставили возможность гибкого подхода к определению допустимой нагрузки и необходимости проведения технического обслуживания.

Особенно интенсивное развитие технологий в настоящее время наблюдается в области сверхмощных дальних электропередач, необходимых для связи крупных источников электроэнергии и центров потребления, и распределительного сектора ЭЭС, что отражает общую тенденцию к возрастанию роли потребителей и веса распределенной генерации. В связи с этим необходимо выделить развитие высоковольтной преобразовательной техники и высокоамперной техники на низком напряжении.

Технологическое развитие связано не только с ростом технических параметров силового высоковольтного оборудования. Например, развитие электротехнической промышленности позволило повысить надежность выключателей, кабельных линий, преобразователей вида

тока, что положительным образом сказывается на надежности функционирования ЭЭС и предоставляет новые возможности для новых схемных решений в развитии электрической сети, коммутационных узлов ЭЭС, схем электроснабжения потребителей.

Поэтому одной из важных задач **энергетического форсайта** должно стать формирование банка новых технологий, построенного не по отраслевому принципу, а по принципу модульного построения системы. Эта система собирается на базе отдельных блоков – отдельных технологических установок, реализующих тот или иной энергетический процесс, но системно конструируемых и интегрируемых в общую многосвязную сеть. Тем самым могут быть получены (синтезированы) технологические системы с заданными свойствами, либо обеспечивающими качественно новый эффект.

Идеология построения такого банка представлена в работах ИЭС [3], но задача – сделать его предметом многостороннего формирования и использования для инновационного развития электроэнергетики.

Инновационность – это не самоцель, а только средство для создания энергоэффективной электроэнергетики, которая должна отличаться не только энергосберегающими характеристиками, но и новым результатом, расширяющим спектр энергетических услуг для населения, и создающим возможности качественного улучшения производственных и социальных характеристик использования электроэнергии.

Костяк банка должны составить прорывные технологии, требующие как использования новейших фундаментальных знаний в энергетике и смежных науках, так и организации всего цикла – от идеи до замкнутой широко используемой технологической системы.

Ключевым звеном в такой системе станет творческий человек, способный понимать и формировать исходный замысел SoS, участвовать в интеллектуальном проектировании многоукладной и многосвязной энергетики на базе Smart- и Super Grid, а также способный обучаться новейшим технологиям и учить этому подрастающее поколение.

Для разработки инновационных технологий необходимо формирование новых творческих коллективов из числа специалистов РАН, вузов, отраслевых НИИ, бизнес-компаний и государственных структур.

Но главным в этих коллективах должен стать системотехник – идеолог и системный менеджер для постановки задач и совместной организации работы. Поэтому до рассмотрения предложений по финансированию таких комплексных работ необходимо выделение специальных грантов под идею и возможный качественно новый результат форми-

рования таких технологических цепочек из общего банка. По сути дела, банк новых технологий должен стать ядром физического и финансового формирования инновационной энергетики будущего. А его обеспечение должно стать предметом заботы как государственных (бюджетных) фондов, так и частного бизнеса – потребителя новых технологий.

Еще одной крупной проблемой инновационного развития электроэнергетики должно стать формирование Единой энергетической системы нового поколения ЕЭС-2.0. В отличие от ЕЭЭС советских времен, являющейся образцом суперобъединения для своего времени, ЕЭС-2.0 должна формироваться не только как совокупность физических (линейных и подстанционных объектов, сетевых и межсистемных преобразователей) коммуникаций, но и как SoS – единство всех систем, энергетических, транспортных, в т.ч. с перевозками сырьевых и переработанных товаров со скрытой энергией (угля, водорода, цветных металлов, СПГ, моторного топлива и др. энергохимических продуктов), а также информационных (в т.ч. рыночных) сигналов, институциональных связей. ЕЭС-2.0 охватывает не только зону синхронных связей между отдельными межрегиональными и межгосударственными системами, но и является глобальной сетью Super Grid – инфраструктурой всей Евразии.

Ее отличительные особенности:

- разрешение ограничений параллельной работы систем за счет создания межсистемных преобразований (ВПТ, СПИН, кабельных сверхпроводящих вставок и системных накопителей различного механического, индуктивного, гидроаккумулирующего, пневматического типа), обеспечивающих эффект «складирования» энергии;
- возможность интеграции с другими транспортными связями за счет согласованного использования сырьевых энергокоммуникаций (газопроводов, углевозных дорог, водных маршрутов), ВЛ-электропередач и перевозкой энергоносителей в переработанном виде;
- интеллектуализация связей, объединяющих отдельные региональные и монопродуктовые системы за счет информационного единства и согласованного управления.

ЕЭС-2.0 — это интеллектуальная и саморазвивающаяся Super Grid, создающая условия для подключения к ней как больших генерирующих центров, так и распределенной по территории генерации, крупных территориально-промышленных комплексов и локальных потребителей.

Тем самым она обеспечивает объединение районов с богатыми запасами природных ТЭР и центров их промышленной переработки и использования, объединение централизованных и децентрализованных систем энергоснабжения.

Структура ЕЭС-2.0 — это сочетание цепочечных схем объединяемых энергосистем Урала, Сибири и Дальнего Востока, а также ячеистых схем по ходу объединения отдельных широтных и меридиальных направлений: вдоль Транссиба и ВСТО, БАМа и газопровода «Сила Сибири», вдоль Севморпути и «Нового шелкового пути», в рамках общего Трансевразийского пояса развития [4].

Принципиальной особенностью ЕЭС-2.0, как и всей инновационной электроэнергетики, является то, что она представляет собой не статическую физико-техническую систему с информационными связями, а «живую» человеко-машинную (эргатическую) систему, которая не просто обслуживает Homo Sapiens и общество в целом, а делает «человека социального» творцом и конструктором будущего. Интеллектуальность Smart Grid и ЕЭС-2.0 достигается не за счет роботизации техники, а за счет нового мета-системного принципа объединения физических возможностей новых технологических комплексов и человеческого фактора.

Электроэнергетика при этом становится не средством жизнеобеспечения потребностей социума, а вместе с человеком – системой жизнедеятельности общества и государства.

Литература

1. Энергетика России (1920-2020 гг.): Т. 1. План ГОЭЛРО, М.: ИД «Энергия», 2005, 1068 с., Т. 2. Энергетическая политика на рубеже веков, М.: ИД «Энергия», 2008, 1002 с.

2. Энергетическая стратегия России на период до 2035 г. (проект Минэнерго РФ, URL: www.minenergo.gov.ru).

3. Материалы проекта «Банк энергетических технологий». http://techforesight.ru

4. Якунин В.И., Осипов Г.В., Садовничий В.А. Единая евразийская инфраструктурная система. М.: ИСПИ РАН, 2013.

ГЛАВА 1

СУТЬ И МЕТОДОЛОГИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ФОРСАЙТА

1.1. Интеллектуальное прогнозирование в энергетике

Сегодня энергетика находится на пороге неоиндустриального этапа развития, основными трендами которого должны стать количественный и качественный рост электроэнергетики, а также дальнейшая глобализация и одновременно регионализация энергетики [1, 2]. С учетом этих тенденций при инновационном сценарии развития в ближайшие десятилетия нас ожидает качественный скачок в направлении интеллектуализации этой важнейшей области хозяйственной деятельности человека. Энергетическая трансформация охватывает все виды используемого потенциала, переход от доминирования ресурсного фактора к неоиндустриальным (энергоинформационным) системам, а впоследствии к интеллектуальной социогуманитарной энергетике (рис. 1.1.1). Энерготехнологический форсайт предполагает, что новый этап развития цивилизации будет характеризоваться увеличением роли и значения человеческого капитала в качестве наиболее эффективной формы энергетического потенциала. Человек будет все в большей степени становиться не только главным действующим лицом этой трансформации, но и объектом новой энергетики. Человеческий фактор становится главным и при выборе идеологии (направлений) энергетической трансформации, и методологии форсайта, основанной на использовании мыслительных алгоритмов целевого видения образа будущей энергетики как системы жизнедеятельности. Целевое видение будущего, в центре которого человек – одновременно индивидуальное и коллективное существо, предполагает, что для выработки форсайта необходим новый подход, основанный на когнитивном представлении перспективы как цельного образа триады «природа – общество – человек». Когни-

тивность – это способность человека воспринимать внешний мир путем образного мышления и выстраивать алгоритм формирования этого образа путем интеллектуального прогнозирования.

Рис. 1.1.1. ***Динамика мирового развития энергетики***

Накопленные за последние десятилетия знания и разработанные технологии требуют для своего всеобъемлющего применения качественно новых подходов и идеологии к развитию энергетики. Намечается революционная ситуация, когда энергетические отрасли не могут справиться со стоящими перед ними вызовами без перехода на новую интеллектуальную технологическую базу, а стареющая инфраструктура, рассчитанная на жесткую иерархическую структуру и ограниченная узкими рамками отраслевого подхода, не позволяет осуществить столь необходимый технологический переход. Это позволяет говорить о структурно-технологическом кризисе в энергетике, когда дальнейшее технологическое развитие принципиально невозможно при сохраняющейся структуре. Наиболее остро структурно-технологический кризис отражается на электроэнергетике, как на наиболее сложной и комплексной энергетической отрасли, проецирующей на себе проблемы всех других энергоотраслей. Прогнозы структуры потребления электроэнергии демонстрируют кардинальные изменения. С 2010 г. по

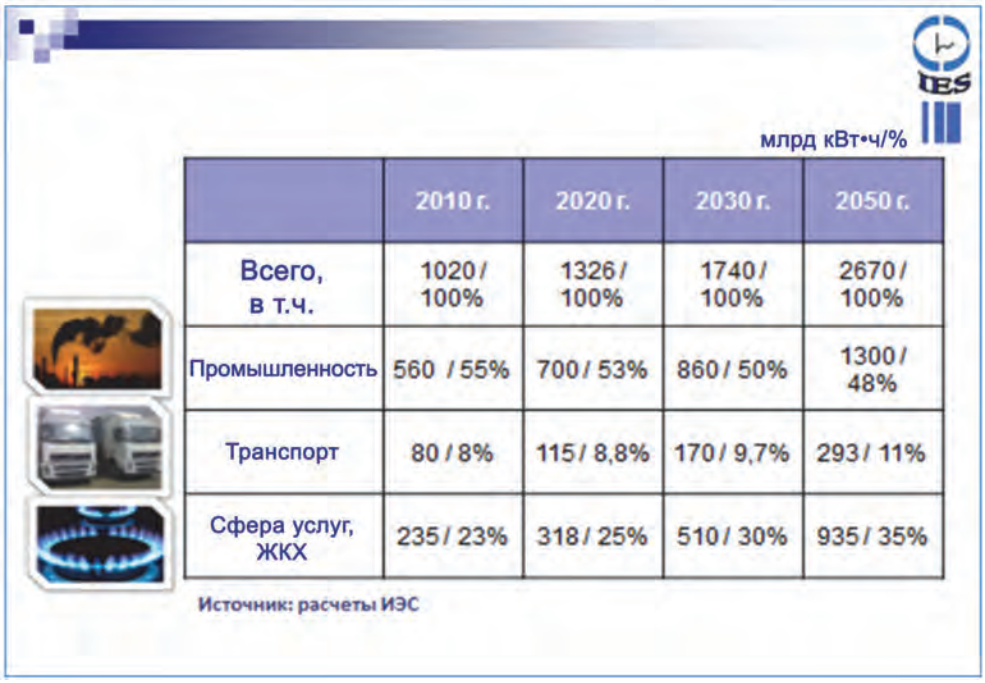


Рис. 1.1.2. ***Прогнозы структуры энергопотребления к 2050 году***

2050 г. доля промышленности снизится с 55% до 48% , при этом резко вырастет доля ЖКХ и сферы бытовых услуг с 23% до 35% или с 235 до 935 млрд кВт·ч в абсолютном исчислении (рис. 1.1.2) [3].

Таким образом, с учетом развития электромобилей в ближайшем будущем поставщикам электроэнергии придется переориентироваться с крупных промышленных потребителей на мелкие домохозяйства, что станет технологическим, управленческим и маркетинговым вызовом, справиться с которым возможно только при переходе на новую технологическую базу. Ее основой станут такие инновационные концепции, как распределенная генерация, виртуальные электростанции, активно-адаптивные сети. Немаловажным остается тот факт, что изменение структуры потребления будет сопровождаться резким ростом спроса в условиях надвигающегося экологического и ресурсного кризиса, что потребует развития технологий альтернативных источников энергии, в первую очередь ветряных и солнечных. Но при сохранении устаревшей идеологии и инфраструктуры индустриального этапа развития, прежде всего рассчитанных на снабжение производственных гигантов, переход на вышеперечисленные технологии невозможен.

Российская специфика заключается в том, что отрасль продолжает находиться на переходном этапе от государственной вертикально интегрированной монополии к полностью конкурентному рынку. Следствием дальнейшей либерализации отрасли и распространения рыночных правил на сферу ЖКХ станет скачкообразное увеличение количества участников рынка. Вслед за количественными стоит ожидать и качественных изменений. Прежде всего, из-за развития малой газовой и ветряной генерации появится новый тип субъектов рынка: потребитель с возможностью генерации, что потребует абсолютно новой структуры и идеологии управления.

Очевидно, для преодоления структурно-технологического кризиса необходима новая энергетическая идеология и инфраструктура. Но до сих пор остается открытым вопрос, каким требованиям они должны отвечать. Учитывая опыт развития информационных сетей за прошедшее десятилетие, на наш взгляд, основными свойствами энергетической инфраструктуры будущего должны стать:

- сетевая архитектура;
- интеллектуализация;
- мультиагентное управление;
- активная адаптация (самоорганизация);
- отраслевая интеграция;
- масштабируемость;
- связность с глобальным информационным пространством;
- удобство, как социально-психологический критерий для конечного потребителя.

Концепция интеллектуальных когнитивных сетей, в том числе и Smart Grid, наиболее полно отвечает сформулированным требованиям. Благодаря своему потенциалу, как адаптивной системы с мультиагентным управлением, интеллектуальная сеть может послужить одновременно идеологической и инфраструктурной основой новой энергетики.

Итак, преодоление структурно-технологического кризиса в энергетике возможно исключительно при построении взаимосвязанных самоорганизующихся интеллектуальных систем, предполагающих мультиагентное управление. При использовании таких систем мы сможем воедино увязать все имеющиеся технологии и концепции и, заодно, преодолеть ограничения узкоотраслевого подхода, что дает надежду на появление качественно новых эффектов от возникших межотраслевой и энергоинформационной синергий. Именно появление и взаимодействие таких систем позволит говорить о новой энергетике XXI века.

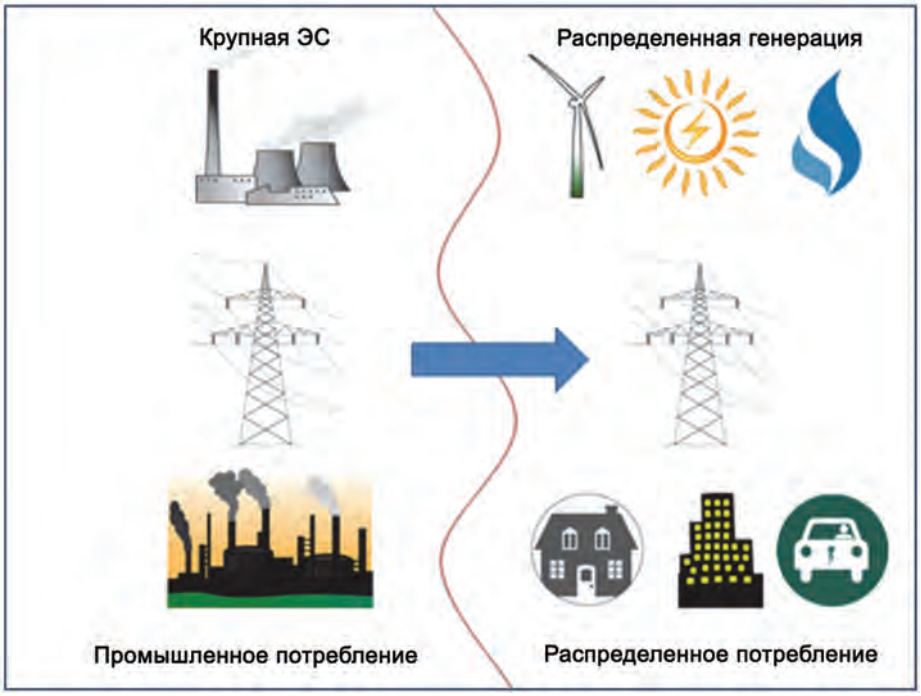


Рис.1.1.3. ***Изменение типа генерации и потребления***

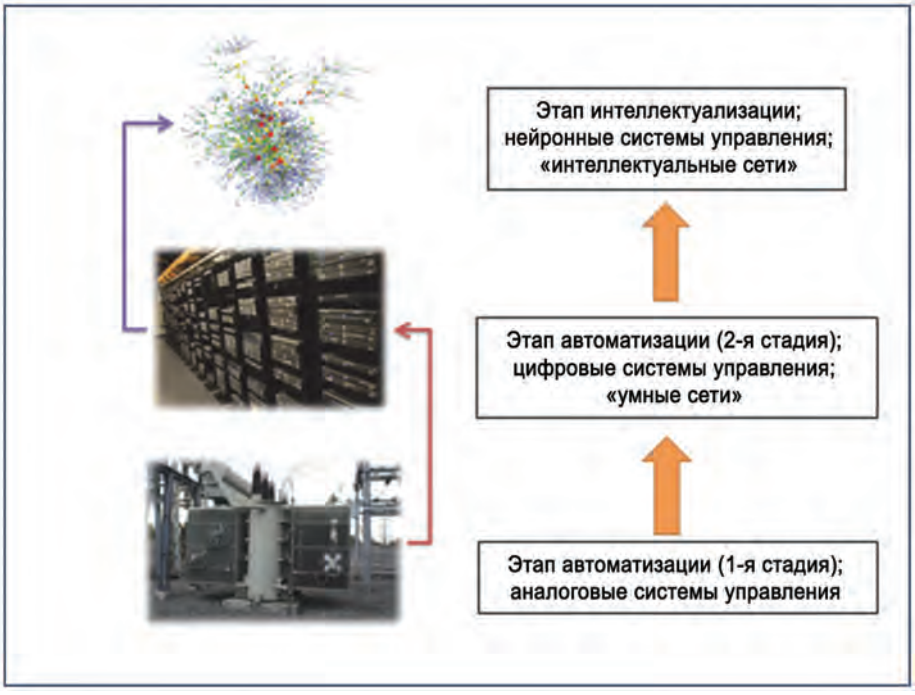


Рис.1.1.4. ***Этапы развития систем управления***

«Интеллектуальная» сеть является следующим эволюционным шагом после «умной» сети (см. рис. 1.1.4). Их основные отличия заключаются в структуре и динамике развития. В «интеллектуальной» сети на первое место выходят задачи оценки и управления рисками и согласование интересов множества субъектов системы, в то время как «умная» сеть решает задачи автоматизации и диспетчерского управления в условиях строгой иерархической структуры. Следствием увеличения объектов управления и их разнообразных взаимосвязей станет «проклятие размерности», что потребует перераспределения на нижние уровни ответственности в системе и, соответственно, ее интеллектуализации. Таким образом, вначале будет происходить переход от аналоговых систем управления к цифровым с построением единой энергоинформационной системы, в результате чего мы получим «умные» сети. Затем, вслед за увеличением информации, субъектов и объектов управления потребуется интеллектуализация построенной на предыдущем этапе энергоинформационной системы. В результате произойдет переход от «умных» к «интеллектуальным» когнитивным сетям.

Что же послужит организационно-технологическими средствами интеллектуализации? На сегодняшний день принято говорить о двух подходах к созданию искусственного интеллекта:

- семиотический (нисходящий), направлен на построение экспертных систем и баз знаний, имитирующих высокоуровневые психические процессы (рассуждение, мышление, речь);
- биологический (восходяший), направлен на построение систем искусственного интеллекта, в том числе распределенных (роевой интеллект и т.д.), моделирующих интеллект на основе биологических элементов.

Когнитивные технологии прогнозирования не могут указать нам, например, значение того или иного параметра будущего, но они могут указать нам правильное направление в ряду нескольких альтернатив, структуру и облако возможных направлений развития динамики процесса. И это не мало, и как правило является решающим стратегическим знанием. Когнитивность – это способность человека воспринимать внешний мир путем образного мышления и выстраивать алгоритм формирования этого образа путем интеллектуального прогнозирования. Этот вид прогнозирования дает не количественные оценки тех или иных параметров, характеризующих будущее, а структурный образ этого будущего, получаемый умозрительным путем [4].

Когнитивное прогнозирование строится не на деталях, как попытки угадать время появления того или иного события, цену за баррель

нефти через месяц, а на более обобщенных образных, но закономерных факторах. Однако только образов недостаточно, необходим инструментарий и собственно их интеллектуальная обработка, т.е. искусственный интеллект. Таким образом, рождается формула:

Когнитивное прогнозирование + Искусственный интеллект = Интеллектуальное прогнозирование

Основа когнитивного прогнозирования может быть построена, если принимать каждую прогнозируемую подсистему как образ более общего образования. Любая система является частью более общей системы, и главным в интеллектуальном прогнозировании является принятие логики частного и общего. Все состоит из систем, а весь Мир – это общая система для всех связанных и невзаимосвязанных отдельных частных в своем первозданном виде или более общих систем и подсистем, иерархия которых может быть произвольной, но логичной и в итоге всегда взаимосвязанной и непротиворечивой. Две подсистемы могут быть совершенно несвязанные общими правилами друг с другом, и в контексте других систем будут иметь связи незаметные в рамках какой-либо одной из них, но всегда будут подчиняться общему правилу аксиоматики произвольной общей системы.

Все части мира взаимоподобны (фрактальны). «Что наверху, то и внизу», «что было, то и будет» – эти фундаментальные принципы пространственно-временной картины эволюционирующего мира известны еще с древних времен. И они неоднократно подтверждались всем ходом мировой истории и всем опытом конструирования миросистемы: от космоса до атома. Практическое же использование этих принципов фрактального развития мира и построение прогностической модели существенно зависит от того, насколько правильно выбраны точки бифуркации – завершение одного этапа эволюционного развития и подхода к новой фрактальной конструкции мировой динамики.

Искусство интеллектуального прогнозирования заключается в том, чтобы правильно разместить на общей траектории начало и узловые точки фрактальной конструкции. Пока не выработано каких-либо общих правил аппроксимации прошлой динамики набором таких волн, а, следовательно, и учет размещения этих волн на будущей траектории.

Прогнозировать, предсказывать последовательность протекания любого процесса можно на основании некоторых правил. Однако, чем более меньшую подсистему мы рассматриваем, в структуре более гло-

бальной системы, тем детальней имеем информацию, тем более самостоятельный, независимый квант системы она описывает. И, напротив, рассматривая более крупную систему – информация более общая, тем более широкий смысл она несет, тем больше сторон жизни она охватывает. По мере уменьшения подсистемы, ее информация становится более оторванной от своего контекста – более общей системы, в которую она входит. Так, для того чтобы понять события и факты, имевшие место в прошлом, необходимы серьезные ретро исследования, однако прошлое остается неоднозначным, неопределенным до конца. Будущее, напротив, не дает нам доступной детальной информации о себе, но зато оно и не скрывает от нас свой общий смысловой тренд (фон) – информацию о будущем.

Экспертам, которые формируют прогнозы, будущее не позволяет получить достоверную конкретную фактологическую информацию, при этом оно не скрывает свои тренды, области и облака возможных событий, т.е. будущее не скрывает обобщенную информацию о себе.

Действительно, задумываться о будущем столь же естественная потребность для человека, как есть, пить и выполнять другие жизненно необходимые функции. При этом думая о будущем, он прогнозирует внешние для себя условия среды и формирует свое отношение к ней и целевое поведение. Эта человеческая деятельность включает в себя анализ прошлого и текущего состояния моего «Я» во взаимосвязи с окружающим миром, целевое видение (форсайт) будущего, исходя из собственного миропонимания и собственных представлений о своем месте и роли в этом будущем мире, собственных возможностей и желаний, понимания того, каковы условия и возможности внешнего мира. Форсайт – это процесс, включающий в себя идеологию, методологию и технологию формирования будущего, в котором «Я» и «Мир» (среда) рассматриваются совместно и одновременно. Понимание этой слитности определяется интеллектом человека. При этом осуществляется разбиение общей задачи на части, ибо любая многокомпонентная задача (система) есть совокупность взаимосвязанных подсистем. Принцип метасистемного подхода («система систем» – System of System – SoS) действительно удобен для комплексного решения сложно составной проблемы, и он является составной частью интеллектуального прогнозирования, но не сводится к нему.

В этой связи разработка нового поколения интеллектуальных технологий прогнозирования в последние годы основывается на идеологии (SoS) и методах системной динамики, а интеллектуальные и когнитивные системы используются для повышения эффективности

прогнозирования, планирования и управления. Вместе с этим интеллектуализация достигается не просто наличием человека-эксперта и/или имеющихся адаптивных систем управления, но и новой организацией, структурой прогнозирования с учетом масштабности и детализации будущего. Поэтому целевое видение будущего является предметом интеллектуального прогнозирования, включающего в себя форсайт, формирование структурного образа будущей системы («Я» и «Мир») и определение динамики соответствующего перехода от текущего состояния к новому взаимоотношению в системе. Интеллектуальное прогнозирование несводимо к выбору решений в обычной экспертной системе, хотя и в ней присутствует интеллект экспертов. Количество экспертов не имеет решающего значения, ибо важна не разносторонность представлений участников экспертизы о будущем развитии и отборе наиболее значимых факторов, определяющих прогнозируемую динамику процесса. Добиться объективности в оценке будущего при этом невозможно хотя бы потому, что каждый из участников экспертизы имеет собственное представление о движущих силах и направлениях этого развития. Совпадение этих представлений у определенной группы экспертов определяет лишь групповую субъективность при проведении форсайта, которая ничем не лучше индивидуального представления одного интеллектуально развитого эксперта. А наличие разношерстных представлений даже с помощью специальных процедур отбора мнений дает достаточно размытую картину будущего. Кроме того, существенное влияние на объективность в оценке будущего оказывает факт глубоких структурных изменений, в частности в мировой экономике, в последние годы. Эти изменения практически исключают также использование широко применяемых ранее традиционных способов экономико-математических исследований в области прогнозирования социально-экономических процессов. Вместе с этим необходимость таких прогнозов возрастает, так как политическая и экономическая нестабильность международных и рыночных отношений, возникновение региональных образований, ликвидация отраслевого централизованного директивного управления требует оперативного и, главное, обоснованного прогноза. Уменьшить вероятность ошибок в принимаемых прогностических решениях в управлении экономикой можно с помощью разработки новых высокоинтеллектуальных когнитивных алгоритмов анализа и прогноза. Все чаще обсуждаются разнообразные программы стабилизации и устойчивого развития экономики и общества. Предлагается много способов решения тех или иных социально-экономических проблем. Но при этом, как

правило, не приводятся прогнозы их использования, не анализируются негативные результаты этих программ и предложений, отсутствует целевой форсайт ожидаемых социально-экономических процессов в их комплексной взаимоувязке. Это вынуждает соглашаться на осуществление предлагаемых программ с испытанием их на реальном объекте, что оборачивается большими потерями. Это обстоятельство требует разработки способов решения проблемы в условиях непрерывных изменений структуры объекта прогнозирования, основываясь на принципах и алгоритмах когнитивного мышления и прогнозирования.

Однако интеллектуальное прогнозирование несводимо только к процессу краудсорсинга (выбору решений на основе коллективных даже интеллектуальных ресурсов группы экспертов), ибо в такой системе целевая функция задается заказчиком, а эксперты лишь выбирают более оптимальную траекторию ее достижения. Интеллект в данном случае означает не просто набор умных экспертов, а такую форму их деятельности, которая отражает принципы когнитивного мышления, т. е. логику поведения человека (даже одного «умника»), которая используется им при анализе сложной проблемы. Речь идет в первую очередь о выборе идеи, исходя из понимания глобальных процессов мироразвития (например, идеи влияния космоэнергетической динамики на земные процессы, единства и гармонического развития индивидуума и социоприродной среды, идеи цикличности мировой динамики и смены приоритетов материального и духовного развития на длинных этапах развития, идеи подобия процессов в прошлом и будущем и др.). Основная идеологическая предпосылка интеллектуального прогнозирования сводится к тому, что «Земля живет в объятьях Солнца», а расположение планеты и центра масс Солнечной системы определяет динамику солнечной активности и влияет на все земные, в том числе социоприродные процессы, включая климатическую динамику, экономические и рыночные процессы и явления. В их основе лежат общие энергетические процессы циклического заряда и разряда земного конденсатора. Цикл (*ци* – энергия, *кл* – колесо) – это энергетические колебания земной SoS с различной периодичностью, определяемой масштабом и структурой рассматриваемой подсистемы. Вопрос синхронизации волн глобализации и пиков социально-военно-политических событий на планете, в том числе и влияние солнечной активности (СА) на психоэмоциональный фон человека, а, следовательно, и влияние на принятие решений, изучали многие естествоиспытатели.

Один из современных подходов к данной проблематике можно найти в работе [5], где обращается внимание на интересный факт: годы

максимальной солнечной активности зачастую были ознаменованы всевозможными социальными потрясениями и военно-политическими событиями, но при этом именно эти годы становились периодами наибольшего экономического оживления, и именно в них были отмечены наиболее высокие цены на сырье. Объясняется это тем, что в основе всех социальных возмущений лежит высвобождение энергии, «накаченной» в людей солнечной активностью. Зафиксированная в наших работах еще середины 90-х годов прошлого века будущая смена глобализации на регионализацию мировой политики и противостояния Север – Юг на уровне 2013-2014 гг. научно подтверждается исторической практикой. Тем самым подтверждается главная мысль данной работы, что когнитивное представление, основанное на умопостигаемом (умозрительном) фрактальном подобии мировых волн позволяет давать вполне обоснованные прогнозы мировой динамики.

Детализированная информация каждой из подсистем, составляющей общую систему, оторвана от контекста всей системы, и в этом ее беда. Погоня за детальными прогнозами, что называется прогнозами «до числа», часто представляет их как несостоятельные. Эксперты – «умники» прикладывают огромные усилия и знания для того, чтобы выяснить, спрогнозировать курс акций через месяц или год, но в погоне за этими цифрами они теряют контекст, смысл этой информации. «Умники» планируют свои действия исходя из лишенных смысла прогностических цифр и их действия становятся также бессмысленными. Если мы начинаем верить только прогностическим цифрам, рано или поздно ничто нас не предостережет от ошибки. Чтобы избежать этого, необходимо мыслить не численно, а образно-когнитивно, так сказать попытаться попасть из настоящего в облако будущего, в область будущих событий.

Образно-когнитивная информация, в частности наличие самоподобных кластеров (фракталов) в прошлом и настоящем, обладает несколькими замечательными свойствами, которые делают ее одной из самой объективной и привлекательной для решения задач прогнозирования. С одной стороны, эта информация не так конкретна, как детальная числовая, но зато она обладает и свойствами обобщенной, контекстной информации – она содержит в себе смысл, содержательный контекст. Руководствуясь образно-когнитивной информацией, эксперты смогут делать осмысленный прогноз будущего. При этом образно-когнитивная информация оставляет нам свободу мышления, поскольку указывает направление, а не конкретные, детализированные шаги. Детализированная информация не переступает границы настоящего, будущее

сохраняет свою неопределенность в деталях. Обобщенная информация, контекст, быстро теряется в прошлом, но он очевиден в отношении будущего. Образно-когнитивная информация охватывает и прошлое, и будущее в виде устойчивых во времени смысловых конфигураций, т.е. на определенных временных интервалах практически не зависит от времени, является так сказать инвариантом относительно стрелы времени. Именно на основе подобных конфигураций возможно надежное прогнозирование. Детализированная информация прошлого переступает границу настоящего и захватывает область будущего. Обобщенная информация охватывает область настоящего и будущего, но теряется в прошлом. Образно-когнитивная информация обладает свойством инерции. Она принадлежит и прошлому, и настоящему, и будущему, придавая событиям и фактам сквозной смысл – она может связать в единое целое и наш опыт и наши перспективы.

Вместе с этим такая информация, конечно, может содержать и отдельные детали, которые относятся к детализированной числовой информации, но обычно она имеет более обобщенную форму. Когнитивное прогнозирование в форме особой интуиции присуще лишь некоторым людям. Оно может успешно служить опорой при осмысленном планировании будущего. Однако не всякий человек или организация может воспользоваться когнитивным прогнозированием. Если прогнозирование или система принятия решений жестко привязана к точным цифрам – как это часто бывает, особенно в бизнесе – когнитивное прогнозирование оказывается мало полезным, поскольку образная информация из будущего не может стать частью бизнес-процессов, для этого ей не хватает конкретности. В этом смысле крупный бизнес и корпорации остаются на сегодняшний день безоружными перед возможным развитием событий будущего, у них отсутствует интеллектуальный инструментарий для когнитивного прогнозирования будущего, а есть в наличии лишь численно-аналитический пакет формул и графиков, изображающий кривые трендов и волатильности, которые приводят в вопросе прогнозирования только к разочарованиям.

Когнитивное мышление и на его основе прогнозирование выглядит иначе. В нем главную роль играют не цифры и установки заказчика прогнозов, а образная информация, выраженная в виде правил, условий и внутренней структуры, по которым существует и чем руководствуется каждая подсистема, звено прогнозируемой системы. Такие системы работают не на максимальном уровне теоретической эффективности, но зато обладают запасом гибкости и прочности, позволяющей им уверенно смотреть в будущее. Когнитивное мышление поддерживает

творчество каждого «умника» – эксперта, а когнитивное прогнозирование перестает быть в этом случае шаманством или игрой в рулетку и становится надежным элементом планирования будущего.

Итак, мы выяснили, что интеллектуальное прогнозирование опирается на когнитивную информацию, которая инертно преодолевает рубеж между прошлым и будущим, и описали некоторые особенности образно-когнитивной информации. Образно-когнитивная информация наблюдается в виде устойчивых во времени конфигураций или облаков, событий, фактов. При этом облако будущих событий не зависит математически от конкретных событий и фактов, скорее оно проявляется через них. Облако или область можно сравнить с воронкой на поверхности воды, увлекающей в движение все то, что находится в непосредственной близости от этого водоворота. Этот процесс разворачивается во времени, формируя поток событий. Различные фрагменты (фракталы) образно-когнитивной информации приводят к различным прогнозируемым последовательностям событий, так что один из способов идентификации облака событий – описание его в виде соответствующей последовательности событий в виде сценария. При этом сценарии – не лучший способ описания и идентификации облака событий, поскольку не всякое облако сопровождается четко структурированной последовательностью событий, и не для каждого облака существует однозначный сценарий. Гораздо полезнее описание облака событий фракталом, который позволяет описывать смысловую структуру облака.

Как же обнаружить в потоке жизни и калейдоскопе событий те самые конфигурации образно-когнитивной информации, облака будущих событий и фракталов, которые могут послужить основой прикладного прогноза? Целевое видение будущего, в центре которого человек – одновременно индивидуальное и коллективное существо, предполагает, что для выработки форсайта необходим новый подход, основанный на когнитивном представлении перспективы как цельного образа триады «природа – общество – человек».

Когнитивность форсайта определяется не усредненными значениями экспертных оценок прогнозистов, а способностью человека сформировать собственное целостное видение будущего, проектированием образов будущего.

Этот образ будущего зависит от понимания человеком-прогнозистом общих тенденций развития цивилизации, от его умения не потеряться в частностях, от его представлений о гармонизации материальных и духовных начал энергетической жизнедеятельности в системе «природа

– общество – человек». Социоприродная и социотехническая среда – это единый мир, в котором развивается жизнь человека. И очень важно, как он воспринимает этот мир и его неизбежную трансформацию, как он встраивает себя в этот изменяющийся мир, и что он должен делать для гармонизации своего «Я» и окружающей среды. Взгляд человека на этот мир отражает и общее мировоззрение, и когнитивный образ мышления и поведения индивидуума.

При этом формирование будущего невозможно в деталях, но осуществляется по неким общим законам развития. Ключевым для форсайта является как минимум учет двух базовых закономерностей:

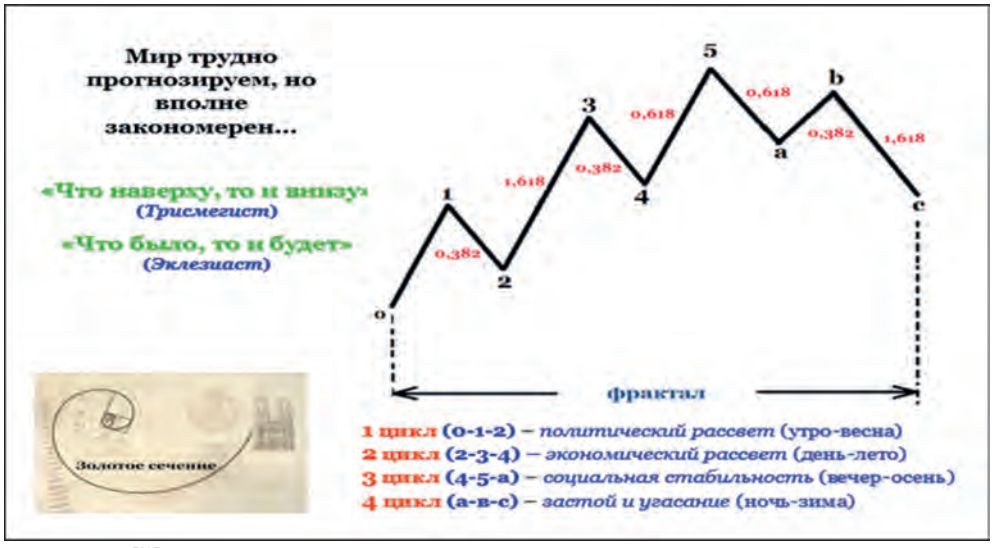
1) прошлое, настоящее и будущее по своей структуре подобны (обладают временной фрактальностью);
2) любая система составляет часть более сложной, но структурно подобной метасистемы (обладают пространственной фрактальностью: «что наверху, то и внизу» – принцип Трисмегиста).

Рассмотрим действительность, образующуюся многими событиями и факторами прошлого и настоящего с помощью теории «системы систем». В каждой системе мы можем выделить подсистемы отдельных групп событий и фактов, связывая их смысловой конфигурацией, фракталом. Фрактал выделяет в общей системе подсистему событий и фактов и придает им структуру и смысл. При этом другие события и факты могут оказаться вне облака рассматриваемой подсистемы. Чем больше изначальная система, тем больше имеем число сочетаний компоновки подсистем, т.е. тем больше имеем альтернатив или сценариев развития будущего. Пространственно-временная фрактальность (структурное подобие) отражает один из краеугольных принципов восприятия мира как прошлого, так и будущего, как малого, так и большого. Обратим внимание, что фрактал не обязательно охватывает всю фактическую и событийную базу настоящего и прошлого, а лишь ее часть, как раз потому что при прогнозировании мы рассматриваем подсистемы в этом облаке и ищем самоподобные событийные фракталы, составляющие это облако. В свою очередь это облако пронизывает время, обладая свойством инерции, и существует одновременно и в прошлом, и в настоящем, и захватывает часть будущего. Эту часть будущего как единый элемент образно-когнитивной информации (здесь фрактала, состоящего из событий, принадлежащего как прошлому, так и настоящему) мы и должны увидеть, определить размеры этой области будущего, уловить те точки событий, которые принадлежат этому облаку за границей актуального времени и тем самым сформировать прогноз. События

в каждой подсистеме отмечены точками, и принадлежность их к каждому облаку определяется внутренней структурой события, т.е. фракталом, поэтому точки не выходят за выделенную область, которой принадлежат. Но эти подобласти могут пересекаться друг с другом, накладываться друг на друга, т.е. принадлежать различным временным областям. Поэтому каждый элемент системы, каждое событие может входить в различные подоблака событий, в различные подсистемы в зависимости от образно-когнитивной информации. При этом эти подобласти могут принадлежать одновременно и прошлому, и настоящему, и будущему, а события, принадлежащие этим подоблакам, являются инвариантными относительно перемещения во времени из одной подсистемы в другую, поэтому мы получаем механизм прогнозирования подобных событий в будущем видя их реализацию в прошлом и настоящем [6].

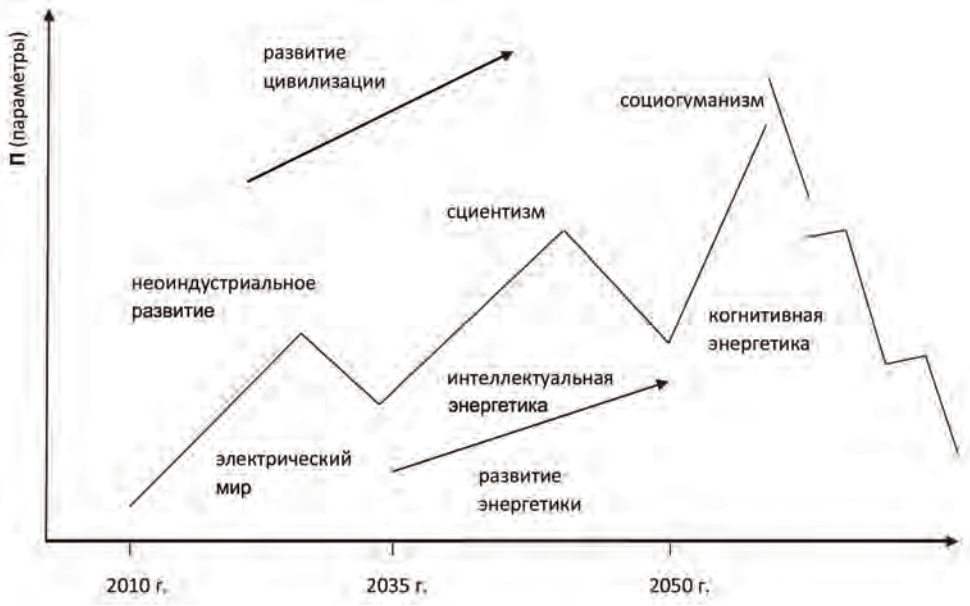
Принцип пространственно-временной цикличности (фрактальности) является общим структурным свойством социоприродной среды и отражается в виде волновой конструкции четырех циклов Эллиотта: состоящих из трех волн, определяющих движущую фазу развития и двух корректирующих волн угасания процесса (рис. 1.1.5).

Эта структура является универсальной для любых процессов природного, социального и экономического характера. Математической основой этих волн Эллиотта служит последовательность Фибоначчи, отражающая золотые пропорции между плечами этих волн. Известно применение этого структурного подхода к обоснованию закономерно-



Источник: *[7].*

Рис.1.1.5. ***Фрактальная структура волн Эллиотта***



Источник: *[7].*

Рис. 1.1.6. ***Фрактальная структура развития цивилизации и новой энергетики***

стей развития мировой динамики в XX и XXI вв. [7], при прогнозировании социальной динамики [5], мировых цен на нефть [8] и в других сферах.

Близкий по смыслу подход был использован Ю.А. Плакиткиным при прогнозировании новых технологических укладов в энергетике [9]. Показано, как когнитивные структурные представления позволяют формировать энерготехнологический форсайт. Фрактальная структура развития цивилизации и соответствующий образ новой энергетики приведены на рис. 1.1.6.

Нынешняя волна неоиндустриального развития переходит в волну сциентизма (научной революции) и социогуманизма. Соответственно, развитие энергетики идет от сегодняшней многоукладной энергетики и доминанты «электрического мира» к интеллектуальной и когнитивной энергетике (энергии мысли).

Искусство интеллектуального прогнозирования заключается в том, чтобы правильно разместить на общей траектории мировой динамики начало и узловые точки волновой конструкции Эллиотта. Пока не выработано каких-либо общих правил аппроксимации прошлой динамики набором таких волн, а, следовательно, и учет размещения этих волн на будущей траектории.

Выбор начала этой волновой конструкции остается в значительной степени делом субъективным, как и собственно процесс когнитивного мышления. В работах В.Н. Панченкова [10] по эконофизике фрактальный принцип на основе волн Эллиотта, выявленных для анализа динамики фондового рынка, рассматривается как всеобщий принцип, свойственный любым динамическим системам, как космоэнергетическим, так и социально-историческим, и финансово-экономическим. Фрактал Эллиотта (см. рис.1.1.5) состоит из 5 волн: трех волн развития и двух волн регрессии, возвращающих систему к началу нового цикла. Фрактал представляет собой некую облачную структуру, которая может рассматриваться как неизменный образ прошлого и будущего. Конкретный вид этого облака (образа) может отличаться для различных систем, но его конфигурация остается подобной (фрактальной) и отражает общий принцип структурной идентичности «системы систем», где малое есть часть большого и подобно ему. На наш взгляд, такой инфраструктурой и идеологией призваны быть «интеллектуальные» энергоинформационные сети, построенные как многоагентные системы, в основе которых лежат искусственные нейронные сети.

Таким образом, интеллектуальные энергоинформационные сети должны стать новой экономической, технологической, управленческой и социально-психологической инфраструктурой и идеологией энергетики XXI века.

Литература

1. Бушуев В.В., Куричев Н.К., Троицкий А.А. Российская электроэнергетика XXI века в контексте мировых трендов. – Москва: ЗАО «ГУ ИЭС», 2011.

2. Бушуев В.В. Когнитивный энерготехнологический форсайт. Научный, общественно-деловой журнал «Энергетическая политика» – № 3. – 2015. Вып. 4 – 2015.

3. Бушуев В.В. «Умная» энергетика на базе новых организационно-технологических принципов управления инфраструктурными системами // Доклад на XI Международной научно-технической конференции «Интеллектуальная электроэнергетика, автоматика и высоковольтное коммутационное оборудование». – Москва, 2011.

4. Бушуев В.В., Сокотущенко В.Н. Интеллектуальное прогнозирование. – М.: ИД «Энергия», 2016 – 164 с.

5. Бушуев В.В., Сокотущенко В.Н., Сокотущенко Н.В. Влияние солнечной активности на социально-политические события XX и XXI вв. – М.: ИД «Энергия», 2013, – 76 с.

6. http://www.cognitivist.ru/er/applications/019.xml.

7. Кризис 2010-х годов и новая энергетическая цивилизация (под ред. В.В. Бушуева, М.Н. Муханова. – М.: ИД «Энергия», 2013, – 272 с.

8. Бушуев В.В., Конопляник А.А., Миркин Я.М. Цены на нефть: анализ, тенденции, прогноз. – М.: ИД «Энергия», 2013, – 344 с.

9. Плакиткин Ю.А. Цикличность инновационно-технологических процессов в глобальной энергетике – использование фракталов технологического времени для прогнозирования развития отраслей ТЭК мира и России // Энергетическая политика, 2014, № 6, с. 10-21.

10. Панченков А.В. Эконофизика. – Н. Новгород, 2007, с. 314-404.

1.2. Прогнозирование технологических циклов в энергетике в динамике развития

В настоящее время многие эксперты и аналитики, прогнозируя будущие параметры развития глобальной энергетики, справедливо связывают его с ускорением мирового инновационного процесса [1, 2]. Для оценки его интенсивности на современном этапе нами в расчетах был использован среднегодовой поток мировых патентных заявок за 1980-2015 гг. [3], приходящийся на 1 млн чел. численности населения мира. С целью повышения надежности проводимых расчетов в процессе исследования использовались не все, а только так называемые «тройные» патентные заявки, зарегистрированные в 3-х мировых офисах (Америка, Европа, Азия). В этой связи новации, отраженные в таких патентах, фактически носят общепризнанный мировой характер. Результаты расчетов интенсивности мирового инновационного процесса представлены на рис. 1.2.1.

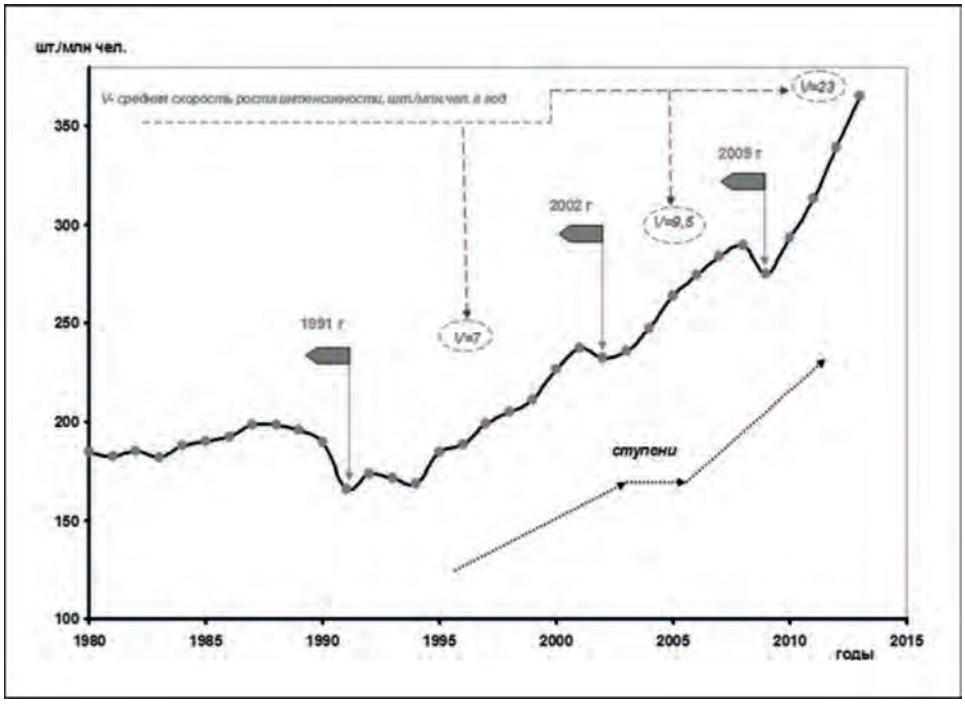


Рис. 1.2.1. ***Динамика интенсивности мирового инновационного процесса***

Полученную ступенчатую кривую мы назвали «ступенями» или циклами технологического роста. Отметим, что каждый из представленных циклов, так или иначе, оканчивается мировым кризисом. Современную технологическую ступень, начавшуюся в 2009 г., связывают с действующим в настоящее время глобальным мировым финансовым кризисом. Ее отличительной особенностью от других уже состоявшихся ступеней является высокая скорость роста интенсивности, примерно в 2-3 раза превышающая значения, достигнутые в предшествующих периодах времени.

Рост интенсивности мирового инновационного процесса на современном этапе развития свидетельствует о том, что в прогнозном периоде в мировом хозяйственном обороте значительно увеличится использование новых инновационных технологий, в том числе энергетических.

Последнее подтверждается сопоставительным анализом мировых патентных заявок по энергетике [4] (блок «Производство энергии») и в целом по мировой экономике. За последние 30-40 лет в целом по экономике годовой объем мировых патентных заявок увеличился более чем в 3 раза, а по энергетике «Производство энергии» – почти в 10 раз. Такое соотношение между двумя инновационными потоками свидетельствует о том, что в настоящее время мировая технологическая «мысль» более всего «озабочена» решением проблем создания перспективных технологий производства энергии.

Какие же энергетические технологии в ближайшем прогнозном периоде увеличат интенсивность своей реализации в мировой экономике? Для ответа на этот вопрос был разработан методический аппарат и проведены расчеты по потоку мировых патентных заявок в энергетике (блок «Производство энергии»). На основе этого потока по ряду направлений глобальной энергетики были получены циклы распределения интенсивности научно-технического развития, описываемые законом Пуассона. В аккумулированном виде результаты этих расчетов представлены на рис.1.2.2.

Полученные результаты свидетельствуют о том, что пик цикла мирового научно-технического развития ядерной энергетики, вероятно, уже пройден, примерно в 1995 году. Справедливости ради отметим, что этот тезис требует дополнительной содержательной проверки. Он может касаться только развития крупной ядерной энергетики. В отношении же малой, распределенной ядерной энергетики, тенденция противоположная – рост интенсивности научно-технического развития. В целом традиционная энергетика, основанная на применении угля,

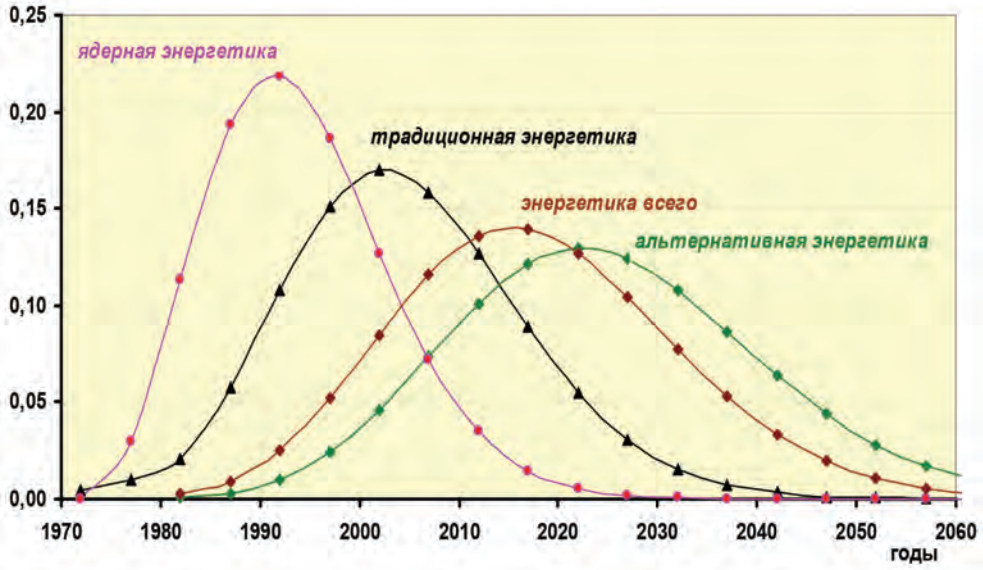
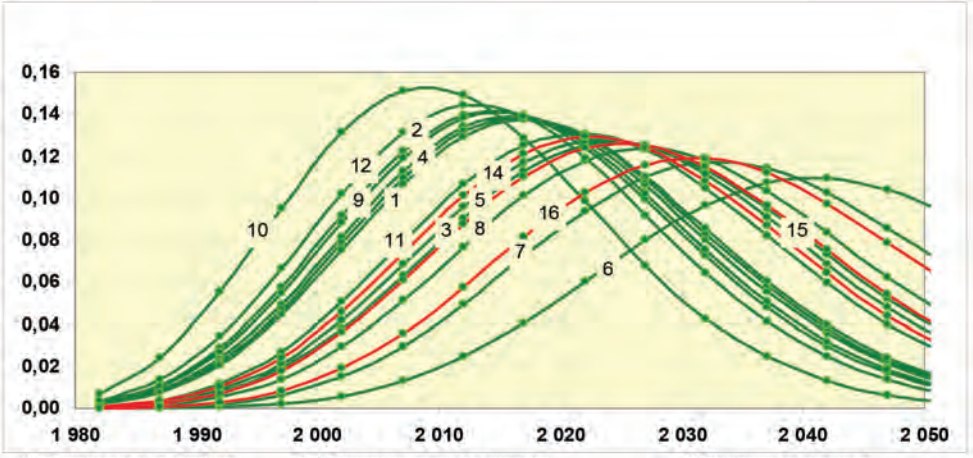


Рис. 1.2.2. ***Результаты моделирования циклов интенсивности научно-технического развития по укрупненным технологическим направлениям блока «Производство энергии»***



1- Геотермальная энергия
2- Гидроэнергетика
3- Энергия моря
4-Солнечная тепловая энергия
5 -Фотоэлектрическая энергия
6-Тепловые фотоэлектрические гибриды
7- Энергия ветра
8- Биотопливо
9- Топливо из отходов
10- Аккумулирование энергии
11- Водородные технологии
12- Топливные элементы
13 - Получение энергии из водорода путем электролиза неископаемого происхождения
14 - Системы топливных элементов в производстве топлива неископаемого происхождения
15 - Системы сочетания аккумулирования энергии с генерацией энергии неископаемого происхождения
16 - Батареи, ультроконденсаторы, суперконденсаторы или двухслойные конденсаторы, системы зарядки или разрядки батарей

Рис. 1.2.3. ***Результаты моделирования циклов интенсивности научно-технического развития по технологическим направлениям альтернативной энергетики***

нефти и газа, достигла максимума интенсивности научно-технического развития примерно в 2002-2005 годы. Пик научно-технического развития альтернативной энергетики будет реализован примерно в 2025-2030 годы. В процессе исследования были разработаны циклические модели интенсивности научно-технического развития по более чем 20-ти направлениям технологического развития глобальной энергетики, в том числе по 16-ти направлениям альтернативной энергетики (рис. 1.2.3).

Научно-техническое развитие является этапом, предваряющим технологическое развитие. В процессе исследования полученных циклов на основе научно-технического развития по направлениям глобальной энергетики были сформированы соответствующие модели технологического развития.

Фактически переход научно-технических циклов в циклы технологического развития проводился по схеме очень близкой к так называемой «гарвардской кривой», по которой соответствующие стадии циклов НИОКР переходили в стадии циклов технологического развития, включая стадии зрелого технологического развития, предусматривающих интенсивное промышленное освоение новых (рис. 1.2.4).

Выше приведенное моделирование позволило выделить стадии технологического развития по всем анализируемым направлениям технологического развития глобальной энергетики. На рисунке 1.2.4 в качестве иллюстрации результатов расчета, приведены стадии циклов

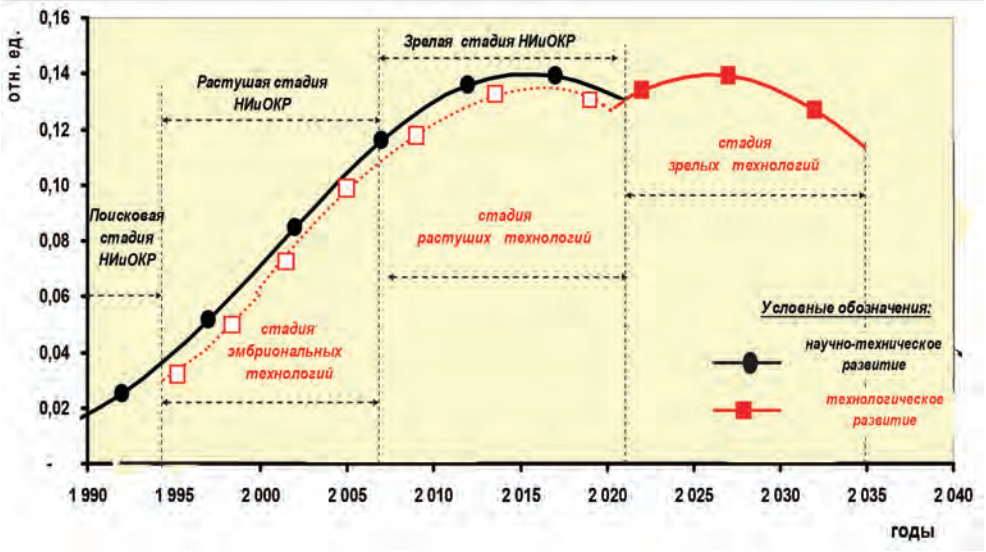


Рис. 1.2.4. ***Взаимодействие стадий научно-технического и технологического развития глобальной энергетики по блоку «Производство энергии»***

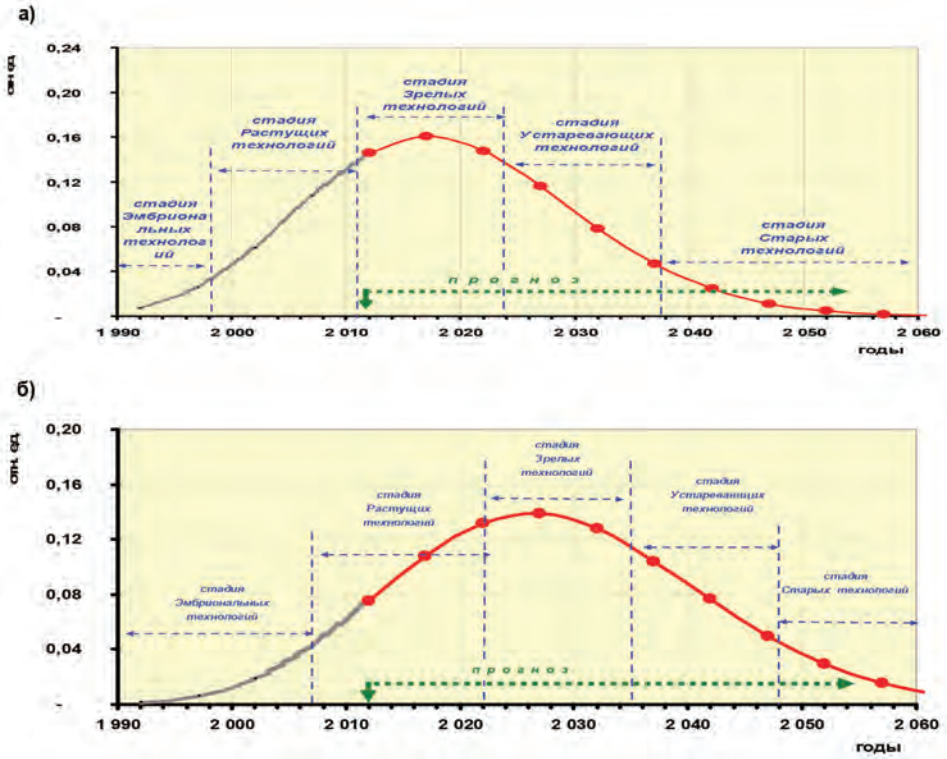


Рис. 1.2.5. ***а) Прогноз стадий цикла технологического развития по направлению «Добыча топливно-энергетических ресурсов»; б) Прогноз стадий цикла технологического развития по направлению «Геотермальная энергия»***

технологического развития по направлению «Добыча топливно-энергетических ресурсов» и «Геотермальная энергия» (рис. 1.2.5).

Представленные результаты свидетельствуют о том, что направление «Добыча топливно-энергетических ресурсов» в настоящее время находится на стадии зрелых технологий, т.е. интенсивного промышленного освоения. Направление же «Геотермальная энергия» перейдет к стадии зрелых технологий, т.е. периоду интенсивного промышленного освоения только к 2022-2025 гг. Выявленные стадии промышленного освоения технологий глобальной энергетики позволили разработать укрупненную маршрутную карту инновационно-технологического развития глобальной энергетики по блоку «Производство энергии» (рис. 1.2.6).

Результаты построения укрупненной маршрутной карты свидетельствуют о том, что стадия промышленного освоения новых технологий в области добычи топливно-энергетических ресурсов, начавшаяся в

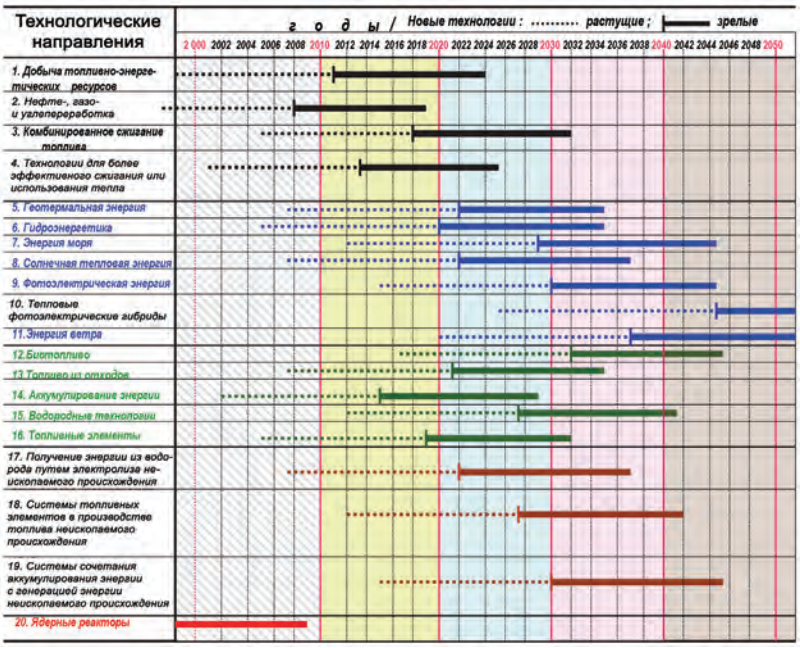


Рис. 1.2.6. ***Укрупненная маршрутная карта инновационно-технологического развития глобальной энергетики по блоку «Производство энергии»***

2011 году, продлится примерно до 2025 года. Учитывая начало этой стадии, можно отметить, что, вероятнее всего, основные новые научно-технические решения в этой области уже состоялись. И в будущем надо переориентироваться на исследование других направлений. Например, еще остались до конца неисследованными научно-технологические проблемы в сфере комбинированного сжигания топлива и технологии для более эффективного сжигания. Начало зрелой стадии первого из приведенных направлений состоится примерно в 2018-2019 гг. Более близко к настоящему времени находятся стадии промышленного освоения таких технологий, как «Топливные элементы», «Аккумулирование энергии», «Топливо из отходов». Действительно, темпы роста транспортных средств с применением гибридных двигателей и двигателей на топливных элементах создают ощущение объективности полученных оценок.

Дальше всего от настоящего времени находятся технологии «Геотермальной энергии» (стадия промышленного освоения в 2022-2035 гг.), «Энергия моря» (стадия промышленного освоения в 2029-2045 гг.), «Фотоэлектрическая энергия» и др. Учитывая, что переход к стадии промышленного освоения новых технологий характеризуется началом

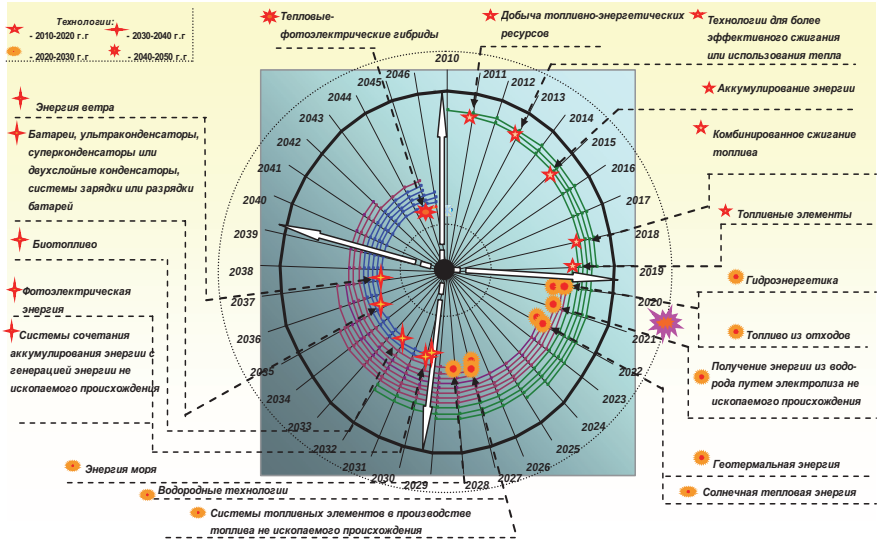


Рис. 1.2.7. ***«Часы» перехода к зрелым технологиям глобальной энергетики по блоку «Производство энергии»***

их массового производства и использования в хозяйственном обороте мировой экономики, переход от растущей к зрелой стадии (промышленного освоения) можно характеризовать как технологический скачок в развитии энергетики. В этой связи, на основе вышеприведенной маршрутной карты инновационно-технологического развития, построены так называемые «часы технологических скачков» (рис. 1.2.7).

На циферблате этих часов указаны метки будущих технологических скачков, которые должны состояться в глобальной энергетике. Первая метка указывает, что, примерно в 2011 г., состоялся скачок в области «Добыча топливно-энергетических ресурсов». Вероятнее всего, в этом случае речь идет о так называемой «сланцевой революции», приведшей к старту промышленного освоения технологий добычи сланцевого газа и сланцевой нефти. Примерно в 2019-2020 гг. состоится скачок в области комбинированного сжигания топлива. Вероятно, она будет связана с так называемым «пакетным» сжиганием топлива на электростанциях и других энергоустановках. Примерно в 2020 г. состоится технологический скачок в области топливных элементов и т.д. по циферблату до 2050 года.

Представленная укрупненная маршрутная карта и «часы» технологических скачков позволяют научно-исследовательским организациям

осуществлять долгосрочное планирование выполнения наиболее актуальных НИОКР. Более того, полученные результаты должны быть интересны и бизнесу, который стремится диверсифицировать свое производство. Главная его задача – «подстроиться» под график мировых технологических преобразований. В противном случае развитие бизнес структур будет находиться в диссонансе с циклами мирового инновационно-технологического процесса. Учитывая, что положительные устремления бизнеса должны поддерживаться государством, задачей регулятора является построение такой системы государственного регулирования, в т.ч. налогового, при которой у бизнеса должна появляться экономическая мотивация к реализации новых технологий в сроки, приведенные на маршрутной карте и «часах» технологических скачков.

Достаточен ли приведенный выше портфель энергетических технологий для эффективной поддержки развития мировой экономики в кризисном и посткризисном периодах? Ответ на этот вопрос очень сильно зависит от того, какая в предстоящем периоде будет стоимость энергии, используемой в мировом хозяйственном обороте.

Учитывая, что стоимость энергии существенным образом зависит от мировой цены нефти, автор исследования сделал попытку ее перспективной оценки на основе моделирования циклов интенсивности технологического развития мировой нефтяной промышленности и мировой экономики.

При этом отметим, что автор исследования, начиная с 2008 г., в своих публикациях и выступлениях неоднократно подчеркивал, что на рубеже 2013-2015 гг. цены на нефть войдут в коридор системного снижения [5-10]. Исследования последнего периода, проведенные с использованием так называемых «фракталов технологического времени» [11-13], позволили уточнить прогнозный коридор этого снижения.

Отметим, что в работах выдающихся ученых В.И. Вернадского [14], А.Л. Чижевского [15] указывалось о наличии множественности времени. Применяемое на практике физическое время достаточно адекватно описывает законы классической механики и другие физические законы. Однако помимо физического времени существует еще и геологическое, биологическое, историческое время и т.д. Автор исследования в своих расчетах использовал, так называемое «технологическое» время, определяемое жизненным циклом мировой добычи нефти от начала до окончания разработки ее запасов. Главным отличием «технологического» времени от физического является наличие плотности времени.

Полный цикл плотности технологического времени, в частности мировой нефтяной отрасли, может быть представлен в виде суммы составляющих его фракталов (самоподобных, уменьшающихся фигур), фактически характеризующих циклы интенсивности технологического развития. Это самоподобие значительно упростило дальнейшие прогнозные расчеты.

На первом этапе были получены фракталы технологического времени развития мировой нефтяной промышленности, описывающие циклы интенсивности ее технологического развития (рис. 1.2.8).

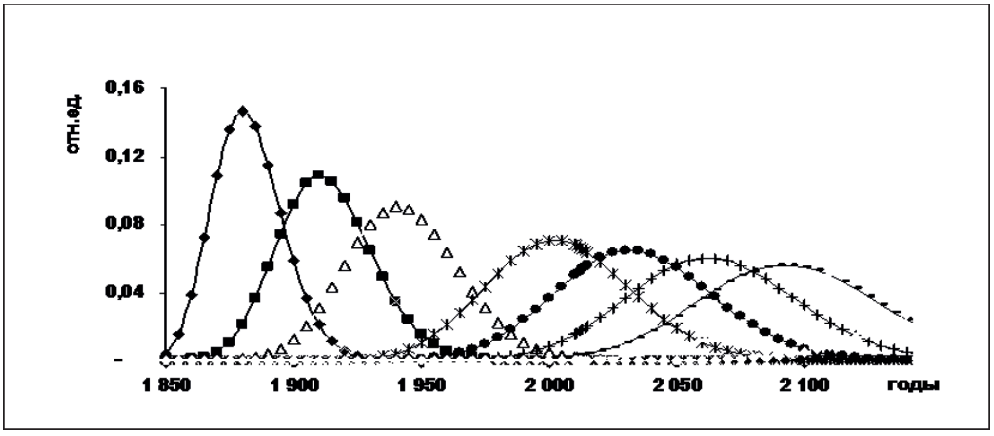


Рис. 1.2.8. ***Фракталы технологического времени мировой нефтяной промышленности***

Далее, на базе полученных фракталов, учитывающих развитие мировой добычи нефти, был сформирован долгосрочный прогноз мировой цены нефти (рис. 1.2.9).

Представленные результаты прогноза свидетельствуют о долговременном характере системного снижения мировой цены нефти. Так, к середине XXI в. среднегодовые уровни мировой цены нефти могут составить около 30 долл./баррель.

В этой связи, вопреки утверждениям некоторых представителей государственного регулятора и энергетических компаний о возможном будущем повышении мировой цены нефти, расчеты показывают ровно обратное, а именно: длительное системное ее падение. Цена на нефть сильно связана с ценами на другие энергоресурсы, используемые в тепловой энергетике. Автором исследования проведены расчеты, которые свидетельствуют о долговременном снижении цен на уголь и газ. Причем характер этого снижения аналогичен снижению цены нефти.

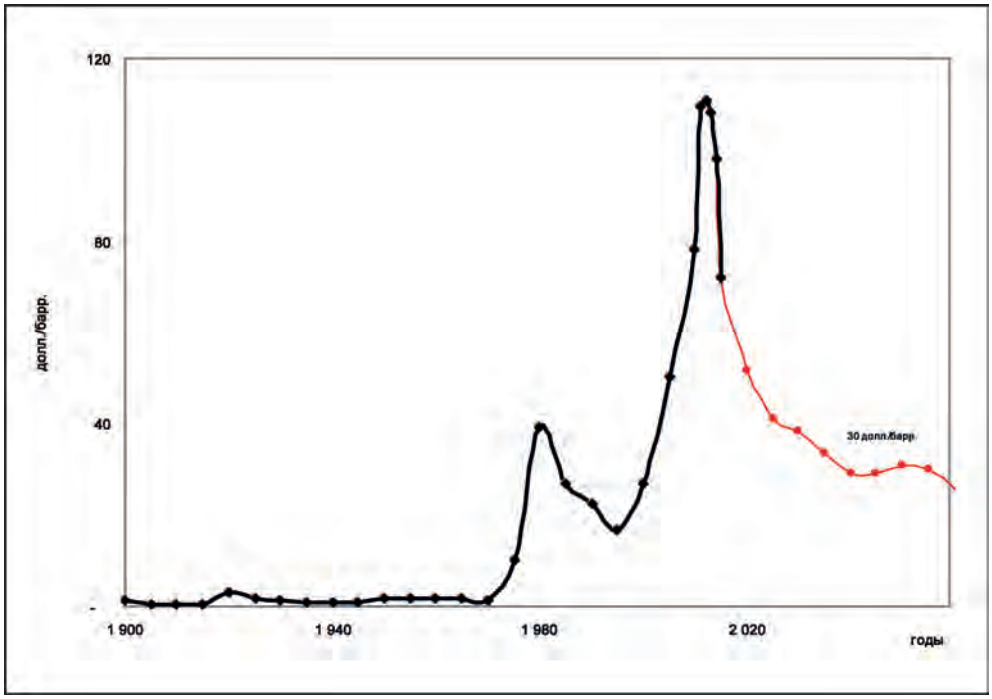


Рис. 1.2.9. ***Долгосрочная прогнозная динамика мировой цены нефти***

Это означает, что в целом цена на мировую энергию будет снижаться, а ее траектория будет адекватна траектории цены нефти.

Это снижение может быть реализовано двумя, принципиально отличающими друг от друга, вариантами: I вариант – слабое снижение или стабилизация цены; II вариант – радикальное снижение цены до отметок ретроспективного периода.

Осуществление варианта I может позволить еще долгое время использовать действующие энергетические технологии или новые технологии аналогового замещения, не снижающие цен на топливо. В этом варианте еще возможно будет в период до 2030 г. осуществлять добычу трудноизвлекаемых ресурсов, а также реализовывать в большом объеме северные и арктические проекты.

В варианте II разработка трудноизвлекаемых запасов энергоресурсов ограничена. Инвестиции будут вкладываться в основном в инновационные проекты, повышающие отдачу на действующих месторождениях. При этом осуществление арктических проектов может носить лишь фрагментарный характер. Такие проекты, как «Сила Сибири», вероятно, будут замыкающими и последними в реализации долгосрочной стратегии.

Результаты расчетов, проведенных с использованием фракталов технологического времени, показывают, что при этом варианте развитие мировой теплоэнергетики будет, вероятнее всего, принимать стабилизационный характер, а начиная примерно с 2035 г. возможно начнется процесс долговременного снижения объемов производства электроэнергии (рис. 1.2.10).

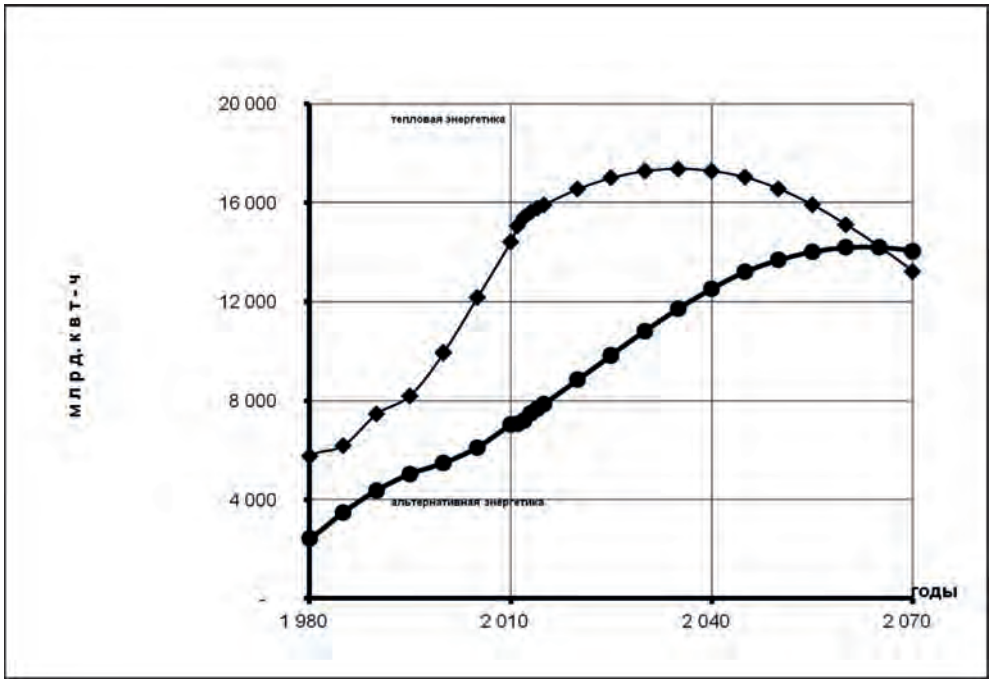


Рис. 1.2.10. ***Сравнительная динамика производства электроэнергии на тепловых станциях и альтернативных источниках энергии***

Этот процесс будет сопровождаться ростом объемов применения альтернативной энергетики, базирующейся на вовлечении в мировой хозяйственный оборот новых энергетических технологий.

Подобная же ситуация будет характерна и для развития российской теплоэнергетики. Прогнозные расчеты, проведенные с использованием фракталов технологического времени российской теплоэнергетики, указывают на вероятное достижение максимума выработки электроэнергии.

После этого достижения возможно системное снижение объемов производства электроэнергии в теплоэнергетике и постепенное замещение ее новыми технологиями альтернативной энергетики.

Как показывают проведенные расчеты, прогнозный коридор изменения цен на нефть в большей мере тяготеет ко второму варианту снижения цены на нефть. Это означает, что в настоящее время в энергетике формируется запрос не просто на инновационные энергетические технологии, а на очень дешевые технологии. Данный запрос будет, вероятнее всего, оказывать большое влияние на выбор приоритетов технико-технологического развития электроэнергетики в предстоящем долгосрочном периоде.

Однако такой вектор технико-технологического развития может скорректировать выше приведенный портфель энергетических технологий. При этом следует учитывать, что российская теплоэнергетика, в отличие от энергетики ряда передовых стран, обладает достаточно изношенным производственным фондом.

Парадоксальным образом ее текущее состояние делает нашу страну возможно более подготовленной к осуществлению варианта, ориентированного на развитие более радикальных инновационных энергетических технологий, существенно снижающих стоимость потребляемой энергии. Действительно, поскольку развитие традиционной энергетики и без того подошло к критическому состоянию, и масштабное обновление ее производственного фонда в любом случае является объективной необходимостью, то вместо затрат на его восстановление или тиражирование технологий аналогов-заменителей может оказаться более целесообразным осуществить инвестиционные вложения в инновационные энергетические технологии, радикально снижающие стоимость энергии.

Рассмотрим с учетом анализа, представленного в [16], портфель основных направлений развития альтернативной энергетики на предмет их соответствия вариантам I или II. Следует отметить, что в настоящее время страны ЕС и США тратят значительные средства на развитие альтернативной энергетики. Они рассчитывают на то, что альтернативная энергетика через некоторое время может стать действенной заменой традиционным источникам энергии. При этом ее применение в настоящее время очень часто субсидируется государством, что в известной мере снижает объективность оценки эффективности работы альтернативных источников энергии.

Биотопливо. Достаточно широкое применение биотоплива породило устойчивое мнение о возможности существенного вытеснения им автомобильного бензина, либо покрытия его дефицита в регионах,

достаточно удаленных от мест нефтепереработки. Особенно много надежд в реализации этого технологического направления было в период повышения цен на нефть: в период 1973-1986 гг. и в 2007-2008 гг. Дорожающая нефть была «гарантом» применения «аналоговых» заменителей топлива для двигателей внутреннего сгорания.

Отметим также, что в эти периоды активировались разработки, связанные с получением аналогов бензина из угля, сланцев, торфа и т.п. Однако мировой кризис, начавшийся в 2008 году, не случайно называют продолжительным, поскольку он с большой вероятностью связан с длительным системным падением цен на нефть, требующим использования в экономике более дешевой энергии. Обеспечить такой энергией не в состоянии ни применяемое углеводородное топливо, ни, тем более, его заменители – «аналоги». Широкое применение биотоплива и других аналогов в условиях падения цен на нефть и, более того, возможного снижения ее потребления, вероятно, является чрезмерно оптимистичным. Помимо всего прочего следует иметь в виду, что рост производства таких «аналогов» топлива может сократить объемы производства продовольствия и привести к деградации почвенного слоя, используемого в сельском хозяйстве.

Ветроэнергетика. В настоящее время ветроэнергетика является флагманом так называемой «зеленой экономики». Доля электроэнергии, вырабатываемой ветряными генераторами, составляет около 2% от всей произведенной мировой энергии. Эта технология имеет весьма положительную основу, заключающуюся в преобразовании кинетической энергии естественных масс воздуха в электрическую. Однако даже рост цен на электроэнергию в 2000-е годы не сделал ветроэнергетику достаточно конкурентной с традиционной энергетикой. Она все-таки имеет технические пределы своего роста: для повышения потенциала эффективности ветроэнергетики необходимо увеличить мощность ветровых потоков. Такие потоки формируются на высоте 8-15 км. Мощность их на этой высоте примерно до 15 раз выше ныне используемых. Энергия высотных потоков могла бы обеспечить достаточную конкурентность ветроэнергетики с традиционной энергетикой. При этом существуют технические трудности монтажа и эксплуатации ветроустановок, а также передачи электроэнергии с электростанций, находящихся на таких высотах.

Вероятнее всего, применение ветроустановок в условиях очень низких цен на энергоносители не принесет координального переворота в энергетике. Ветроэнергетика будет работать в локальных зонах, дополняя производство электроэнергии традиционными источниками энергии.

Гелиоэнергетика. Многие эксперты оценивают развитие гелиоэнергетики к середине XXI века в объеме примерно равном 20% всей производимой энергии. В настоящее время электроэнергия, полученная на основе солнечного излучения, составляет менее 0,5% от мирового объема энергии. Существующие ограничения бытового применения гелиоэнергетики свидетельствуют о наличии ряда препятствующих экономических и технических проблем. Так, наиболее крупный из известных проектов – «сахарский проект», предусматривающий размещение в регионе около 1 млн шт. батарей больших размеров, является очень дорогим. Его стоимость составляет примерно 500 млрд долл. и он не может окупиться даже при условии не снижения цен на энергию. Для реализации этого проекта необходим постоянный и долговременный рост цен на электроэнергию. Кроме того, проект имеет техническое ограничение по передаче электроэнергии в Европу. Вероятно, расширение использования гелиоэнергетики возможно при размещении энергоустановок на спутниках Земли. Однако в этом случае трудности передачи электроэнергии, по сравнению с «сахарским проектом», могут увеличиться. Скорее всего, это направление энергетических технологий в предстоящем периоде не сможет заменить традиционную энергетику в ценовом коридоре снижения цен на энергоресурсы. Ее развитие в значительной мере может быть обеспечено удорожанием традиционных источников энергии. Вероятнее всего, в предстоящем периоде гелиоэнергетика будет иметь локальное значение, дополняющее традиционную энергетику.

Геотермальная энергетика. Это направление энергетики основано на производстве тепловой и электрической энергии за счет использования естественного тепла Земли. Геотермальная энергетика может конкурировать с традиционной и является весьма важным направлением новых энергетических технологий, особенно в условиях падения цен на энергоносители. Однако ее применение в силу естественных причин будет ограниченным. Являясь перспективным направлением, геотермальная энергетика не в состоянии заместить традиционную. В этой связи она может успешно развиваться лишь как дополнительная часть к традиционной энергетике.

Водородная энергетика. Это направление предусматривает применение водорода в качестве средств для аккумулирования, транспортировки и непосредственного потребления энергии. Предполагается существенное использование водорода для функционирования транспортной инфраструктуры. Водород имеет ряд преимуществ: он очень распространен на поверхности Земли, теплота его сгорания весьма

высока. При горении водорода образуется вода. Однако существует главная проблема – получение водорода из воды. До недавнего времени водородная энергетика считалась весьма перспективной. В Южной Корее даже был принят план по ее наращиванию в экономике, предусматривающий к середине XXI в. производство энергии на водородных топливных элементах в размере – более 20% всей потребляемой энергии. Подобные амбициозные планы существовали и в ряде стран ЕС, и США. Однако все эти планы не предусматривают вытеснение традиционной энергетики. Ее развитие существенно зависит от мировых цен на нефть. Водород, по сути, остается лишь аналоговым заменителем нефтяного топлива. Он не совершит революционных преобразований в двигателях, используемых ни в авиации, ни на автомобильном и железнодорожном транспорте.

Выше приведенный анализ портфеля энергетических технологий, рассматриваемый как базовый для будущего технико-технологического развития энергетики, показывает, что эти технологии не могут в полном объеме соответствовать довольно низким прогнозным ценовым параметрам стоимости энергии. Предлагаемые направления, хотя и называются альтернативными, но на самом деле не позволяют в ближайшее время обеспечить значительное увеличение производства энергии. Многие направления работают лишь как «аналоговые» заменители и (или) как дополнение к традиционной энергетике. В этой связи сложилась ситуация своеобразного «капкана», в который попала энергетика. С одной стороны, традиционная энергетика – подходит к исчерпанию своего развития, а с другой – альтернативная энергетика еще не в состоянии не только ее заменить, но и «выдвинуть» хотя бы одну из альтернативных технологий в качестве базовой.

В предстоящий период времени, вероятнее всего, будет характеризоваться, с одной стороны, исчерпанием потенциала традиционной энергетики, а с другой – отсутствием энергетических технологий, способных, в условиях падения цен на нефть, полностью заменить традиционные источники энергии. Более того, рост добычи сланцевого газа, разработка нефтегазовых месторождений в северных и арктических территориях, а также стремление «запустить» в хозяйственный оборот аналоговые заменители топлива в известной степени продлят «жизнь» традиционной энергетики.

В этой связи предстоящий период на I-м этапе развития энергетики, вероятнее всего, будет связан с весьма полиструктурной формой применяемых источников энергии. В ней, особенно в условиях снижения спроса на энергию, без особого доминирования будут присутствовать

все известные энергетические технологии, включая традиционные. На втором же этапе и только в условиях дальнейшего снижения цен на энергию будут востребованы более радикальные энергетические инновации. Внедрение таких инноваций позволит заместить традиционную энергетику и существенно снизить стоимость электроэнергии, что будет способствовать массовому развитию робототехники и появлению новых материалов. Это даст новый толчок для радикального роста производительности труда в экономике.

Будущие преобразования в энергетике, как минимум, должны быть связаны с беспроводной передачей значительных объемов энергии и с получением энергии из окружающей среды. Кроме того, будущие технологии должны не только обеспечить дальнейшее снижение стоимости потребляемой энергии, но и базироваться на принципах автономности генерации, снятии локальных географических ограничений по работе энергоустановок.

Ниже приведена краткая характеристика основных направлений радикальных инновационных технологий, адаптированная автором исследования по результатам опубликованных предложений ряда исследователей [16].

Магнитомеханический усилитель мощности. Установка позволяет использовать магнитное поле Земли для увеличения скорости вращения рабочего вала генератора или электромотора. Тем самым увеличивается количество электроэнергии, получаемой от генератора, или уменьшается потребление энергии электромотором в сети.

Беспроводная передача электричества. Эта технология чрезвычайно актуальна, поскольку до 20% электроэнергии тратится при передаче ее по проводам к потребителю. Начавшие распространяться в последние годы беспроводные зарядные устройства для различных гаджетов свидетельствуют о возрождении практического интереса к беспроводной передаче электроэнергии. В этой связи компания Intel попыталась воспроизвести опыты Н. Тесла по беспроводной передаче энергии для свечения ламп накаливания с КПД равным 75%.

Атмосферная энергетика обеспечивает различные проекты получения накапливающейся в атмосфере электрической энергии. Один из путей состоит в технологии захвата энергии молний. Это направление является весьма перспективным.

Технология «E-Cat» и «холодный синтез». Автономный реактор «E-Cat» представляет собой источник фактически «бесплатного тепла». Принцип его действия состоит в использовании в качества топлив

никеля и водорода, в процессе взаимодействия которых выделяется тепловая энергия и образуется медь. В основе функционирования реактора лежит низкоэнергетическая ядерная реакция (LENR). При работе реактора мощностью 1000 кВт в течение полугода было использовано 10 кг никеля и 18 кг водорода.

КОРТЭЖ-технология представляет собой технологию генерирования электроэнергии на основе динамической сверхпроводимости. Эффект сверхпроводимости возникает при вращении металлического диска на высоких скоростях. За счет этого вращения формируется «электронный жгут», парящий над диском, образуя ток большой силы, позволяющий получить сверхсильное магнитное поле для последующего генерирования электроэнергии. Существует возможность на базе этой технологии не только генерировать электроэнергию, но и создать двигатель для транспортных средств.

Нанопроводниковый аккумулятор. Суть инновации состоит в замене традиционного графитового анода аккумулятора на анод из нержавеющий стали, покрытый кремневым нанопроводником. Это позволяет создавать значительно большую пластичность энергии на аноде. Масса аккумулятора при этом снижается. Появление такого аккумулятора в перспективе позволяет вытеснить двигатели внутреннего сгорания на автомобильном транспорте.

Индукционные нагреватели. Индукционный электрокотел, дающий значительное количество тепловой энергии при минимальных затратах электроэнергии. Предлагаемый электрокотел по эксплуатационным затратам будет соответствовать уровню газовых котлов.

Установки для нагрева жидкости – вихревые теплогенераторы. Работа установки основана на следующем: жидкость прокачивается электронасосом через конструкцию определенным образом соединенных труб и нагревается до 90 градусов. Эти теплогенераторы используются для отопления помещений. Имеются конструкции, в которых в качестве рабочего тела пытаются использовать воздух.

Напряженные замкнутые контуры. Созданы специальные кинематические схемы, реализация которых позволяет извлечь дополнительную энергию. Возможности таких схем демонстрировались в конструкциях мельниц для измельчения отходов полимерных материалов. Затраты энергии на измельчение в этих мельницах меньше, чем в мельницах традиционных конструкций.

Конечно, выше приведенный портфель технологий ни в коей мере не является исчерпывающим, однако он указывает на вектор развития

новых инновационных технологий, призванных, значительным образом, удешевить стоимость используемой энергии и обеспечить сначала конкурентное сочетание с традиционной энергетикой, а затем (на втором этапе) ее объективное замещение.

Даже если окажется, что цена нефти в долгосрочном периоде не будет сильно снижаться, формирование стратегии технологического развития, ориентирующейся на вектор радикальных инноваций, должно лишь ускорить это развитие за счет интенсификации НИОКР, но без дополнительных инвестиционных затрат, связанных с чрезмерным тиражированием аналоговых технологий.

Выше приведенное свидетельствует о неполноте прогнозов научно-технологического развития энергетики, базирующихся лишь на портфеле энергетических технологий, соответствующих периоду повышения цен на нефть, и необходимости проведении прогнозных работ, связанных с возможностью применения радикальных энергетических инноваций. Это потребует от органов государственного управления, как минимум, разработки комплексной маршрутной карты НИОКР, направленной на формирование вектора технико-технологического развития российской энергетики, учитывающего реализацию на первом этапе полиструктурного построения энергетики (включая традиционную энергетику) без доминирования каких-либо технологий, а на втором этапе, в условиях продолжающегося снижения цен на энергию, применение радикальных энергетических инноваций, замещающих традиционную энергетику.

Литература

1. Авдилов А.Н., Кулькин А.М. Парадигма современного научно-технического развития // М.: ИНИОН РАН. 2011. С. 304.

2. Cliff Ranson. Revolutions in energy are brightening the future // Popular Science. June, 2015

3. Официальный сайт Всемирного банка. URL: http://www.worldbank.org/

4. World Intellectual Property Organization (WIPO) http://www.wipo.int/portal/index.html.en

5. Плакиткин Ю.А. Прощание с нефтяной эрой? // Мировая энергетика. 2006, № 1. С. 60-62.

6. Плакиткин Ю.А. Цены не нефть: Перспектива падения // Вестник РАЕН. № 1, 2013. Т. 13. С. 52-57.

7. Плакиткин Ю.А. Мировая экономика: Снижение цен на нефть возможно // Нефтяная вертикаль. 2012, № 21. С. 64-69.

8. Yury Plakitkin Divergent forecasts // M.: Oil in Russia, № 1. 2006. p. 38-40.

9. Плакиткин Ю.А. Мировой финансовый кризис, его причины и последствия для развития отраслей ТЭК // М.: OilinRussia. № 4. 2009. p. 35-37.

10. Yury Plakitkin Russia' energy vector // M.: Oil in Russia. № 1, 2009. p. 33-35.

11. Плакиткин Ю.А. Мировая энергетика XXI века: основные технологические приоритеты // Энергетическая политика. 2010, № 6. С. 4-14.

12. Плакиткин Ю.А. Экономика и глобальная энергетика: прогноз цен на главный энергоноситель // Энергетическая политика. 2012, № 5. С. 29-38.

13. Плакиткин Ю.А. Цикличность инновационно-технологических процессов в глобальной энергетике – использование фракталов технологического времени для прогнозирования развития отраслей ТЭК мира и России // Энергетическая политика. 2014, № 6. С. 10-21.

14. Вернадский В.И. Проблема времени в современной науке. Изв. АН СССР, 7 серия, ОМЕН, 1932, № 4.

15. Чижевский А.Л. На берегу Вселенной: годы дружбы с Циолковским. М.: Мысль, 1993, 735 с.

16. ИГСО экспертная группа «Энергетическая революция: проблемы и перспективы мировой энергетики». М. 2012. http://igso.ru./articles.php? article_id=400

1.3. Технологические революции, экономика и энергетика

Имеется достаточно оснований полагать, что мир вступает в эпоху новой технологической революции. На это указывают впечатляющие достижения последнего десятилетия в фундаментальных и прикладных науках, интенсивное развитие новых производственных и информационно-коммуникационных технологий, разработки принципиально новых материалов и искусственного интеллекта и т.д., а также быстро множащийся опыт их успешного практического применения. История показывает, что прежние технологические революции неизменно касались и энергетики как непосредственно – через развитие энергетических технологий, так и опосредованно – через спрос на энергию, требования потребителей к составу и качеству поставляемых энергоносителей, возможностей привлечения к использованию новых видов топливно-энергетических ресурсов (ТЭР), введение всевозможных институциональных ограничений, например, на выбросы вредных веществ и т.д.

За последние три столетия мир стал свидетелем нескольких технологических революций, которые получили воплощение в конкретные сферах человеческой деятельности и породили так называемые промышленные революции, энергетические революции, транспортные революции и т.д. Массовое внедрение революционных нововведений сопровождалось бурным развитием соответствующих отраслей экономики и скачкообразным ростом в них производительности труда и его энерговооруженности. Технологические революции завершались формированием в этих отраслях новых технологических укладов, под которыми обычно понимают совокупности технологий, тесно связанных между собой физически и/или функционально.

Первая промышленная революция базировалась на массовом применение паровых машин, вторая – электродвигателей, третья – электроники и средств автоматизации технологических процессов, кардинально повысивших эффективность управления ими. Важнейшими следствиями предыдущих промышленных революций были увеличение концентрации промышленного производства, рост энергопотребления, использование все более качественных энергоносителей. Суммарным результатом их реализации стало создание индустриального общества.

С переходом от ручного изготовления штучных (индивидуальных) изделий к машинному производству товаров массового спроса коренным образом изменились условия труда и формы его организации.

Конкурентные преимущества получили крупные корпорации, эффективным стало международное разделение труда, что привело в конечном счете к глобализации производственных отношений и созданию мировых рынков товаров и услуг.

Технологические революции оказали колоссальное влияние на социальную сферу, не только повышая качество жизни людей, но и коренным образом меняя их жизненный уклад, включая условия, уровень и образ жизни. Переход от аграрного общества к индустриальному активизировал процессы урбанизации, роста мобильности населения, автомобилизации общества и многие другие. В результате сформировалось общество потребления.

В основе новой технологической революции, по всей видимости, будут лежать киберфизические системы (Cyber-Physical Systems), интегрирующие физический мир и виртуальную реальность (цифровой мир). Реализуются они посредством так называемых встраиваемых систем (Embed ded Systems) – специализированных систем управления в реальном времени разнородными объектами на основе микропроцессорной техники, микро- и наноразмерных электромеханических устройств, «интеллектуальных измерителей/счетчиков (Smart Meters) и разнообразных сенсоров, встроенных непосредственно в объект управления.

Новая (четвертая) промышленная революция на базе встраиваемых систем, концепция которой получила наименование Industry 4.0 [1], позволит резко повысить эффективность производства и сократить потребность в природных ресурсах, в том числе энергетических. Новая индустрия будет формироваться на основе новых производственных технологий, прежде всего аддитивных технологий и биотехнологий. Создаваемые на их основе «умные» фабрики (Smart Factory) позволят с низкими затратами выпускать товары по индивидуальным заказам. Это должно резко сократить бесполезные траты природных ресурсов, характерные для современного массового производства, когда значительная часть продуктов не находит сбыта и попросту утилизируется. «Умные» фабрики и «умные» продукты открывают возможности для реализации в полной мере концепции управления производством на основе «жизненного цикла» – от разработки продукта до его утилизации.

Роль промышленного производства в будущей экономике будет неуклонно сокращаться, а сферы услуг расти, особенно за счет сферы развлечений. Это дает основание назвать экономику будущего «постиндустриальной».

Предыдущие технологические революции оказали огромное влияние на развитие энергетики. Технологические изменения в энергетике были связаны с:

а) освоением новых видов первичной энергии (уголь, нефть, природный газ, ядерная энергия);

б) распространением новых вторичных энергоносителей (водяной пар, электроэнергия, нефтепродукты и др.);

в) внедрением новых технологий производства энергии (паровые машины, паровые и газовые турбины, двигатели внутреннего сгорания);

г) применением новых технологий конечного использования энергии (электродвигатели, лампы накаливания, электронагревательные приборы, индукционные печи и многие другие).

Освоение технологий крупномасштабной добычи топлив и производства продуктов их переработки привело к созданию мировых энергетических рынков (нефти, природного газа, угля, нефтепродуктов и др.).

В развитии электроэнергетики главными технологическими трендами на целое столетие стали:

- концентрация производства электроэнергии;
- централизация ее распределения;
- рост единичной мощности энергетического оборудования;
- повышение его параметров (температуры и давления рабочего тела в тепловых машинах, напряжения в электрических сетях и т.д.).

Отправной точкой для формирования электроэнергетики как важнейшей инфраструктурной отрасли стало автономное электроснабжение потребителей на основе единичных источников электроэнергии небольшой мощности. Причем в начале это были источники постоянного тока. По мере расширения масштабов электрификации и создания электротехнического оборудования на переменном токе происходил процесс объединения электрогенерирующих установок в локальные электроэнергетические системы, который в конечном счете привел к формированию крупных электроэнергетических систем (региональных, национальных, транснациональных), что стало возможным в результате освоения техники высоких и сверхвысоких напряжений. При этом известная «война токов» – постоянного и переменного завершился победой последнего. Передача и распределение электроэнергии стала практически повсеместно осуществляться на переменном токе.

В настоящее время электроэнергетика оказалась на перепутье своего технологического развития. С одной стороны, это связано со вступлением в завершающую стадию нынешнего технологического цикла в ее развитии, заключающемся в снижении до минимальных значений эффектов от совершенствования используемых технологий и их крупномасштабного внедрения. С другой стороны, все более значимыми становятся успехи в разработке нового поколения энергетических технологий и сближение их конкурентоспособности с применяемыми технологиями.

Рост единичных мощностей электрогенерирующего оборудования, концентрация производства электроэнергии на крупнейших ТЭС и расширение систем централизованного электроснабжения уже не дают былых экономических эффектов. Наоборот, ужесточение экологических ограничений требует более высоких затрат на реализацию природоохранных мероприятий на крупных объектах. Централизация производства и распределения электроэнергии делает все более актуальной проблему обеспечения с приемлемыми затратами нормируемых показателей надежности электроснабжения потребителей и качества поставляемой электроэнергии.

В современной электроэнергетике ключевая роль принадлежит машинным технологиям производства электроэнергии на основе органического топлива. Однако их энергетическая эффективность уже практически достигла технологических пределов, в частности, обусловленных свойствами конструкционных материалов. Наиболее эффективные современные парогазовые установки (ПГУ) на природном газе достигли КПД 60-62%, а паротурбинные установки (ПТУ) на твердом топливе – 42-43%. Однако такая эффективность может быть обеспечена только:

- на установках очень большой мощности – порядка 600-1000 МВт и более (КПД установок малой мощности – менее 1 МВт обычно не превышает 30-35%, но чаще значительно меньше);
- при работе на номинальной нагрузке (при работе на частичных нагрузках КПД установок существенно снижается);
- при высоких значениях термодинамических параметров рабочего тела (в ПГУ освоенной считается температура газов на входе в газовую турбину 1500 °С, в ПТУ – температура пара 600 °С, давление пара 30 МПа).

Драматический характер начинает приобретать конкуренция между электрогенерацией на органическом топливе и возобновляемых источниках энергии (ВИЭ). Благодаря достижениям научно-техни-

ческого прогресса в технологиях электрогенерации на базе ВИЭ стоимость производимой ими электроэнергии стремительно уменьшается и вплотную приближается к стоимости традиционной электрогенерации (кривые *Ia* и *IIa* на рис. 1.3.1). Ожидается, что в недалеком будущем они сравняются (пересечение кривых *Ia* и *IIa* в точке t_0). Впрочем, при определенных условиях их равная экономичность достигается уже в настоящее время.

Между тем основным трендом на долгосрочную перспективу останется рост стоимости органических топлив, что обусловлено объективными причинами – истощением запасов ископаемых топлив дешевых категорий. Разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами и расположенными в отдаленных районах со сложными природно-климатическими условиями и отсутствием транспортной инфраструктуры неизбежно приведет к росту затрат в добычу и, следовательно, к увеличению стоимости топлив. Напротив, продолжающееся совершенствование технологий электрогенерации на базе ВИЭ будет поддерживать сложившийся долговременный тренд на уменьшение стоимости производимой ими электроэнергии.

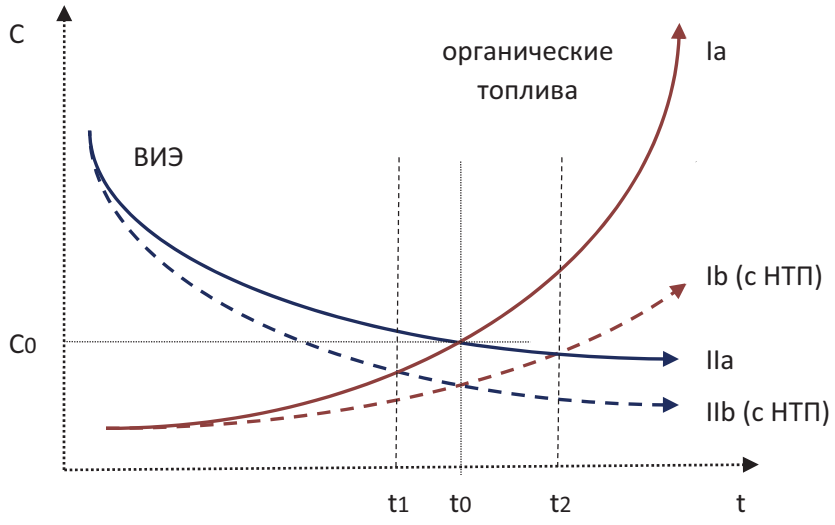


Рис. 1.3.1. ***Удельная стоимость производства электроэнергии на основе органического топлива (I) и ВИЭ (II) при сложившихся темпах совершенствования соответствующих технологий (Ia и IIa) и ускорении НТП в них (Ib и IIb).***

Безусловно, НТП может оказывать существенное влияние на перспективы развития «органической» электроэнергетики. Вложение дополнительных средств в совершенствование добычных технологий и технологий электрогенерации на органическом топливе способно сдерживать рост стоимости добываемых топлив и производимой на их основе электроэнергии (кривая *Ib* на рис. 1.3.1). Но и в отношении технологий возобновляемой электрогенерации можно с уверенностью утверждать, что имеются большие резервы для их более быстрого совершенствования при интенсификации соответствующих НИОКР (кривая *IIb*). Это создает дополнительную неопределенность для технико-экономического сопоставления рассматриваемых технологий и расширяет зону их равной экономичности в будущем (диапазон *t1-t2* на рис. 1.3.1). Тем не менее исход этой конкуренции очевиден. Вопрос только во времени.

Важно подчеркнуть, что в силу неравномерности размещения запасов ископаемых топлив по планете и качества доступных ресурсов ВИЭ, будет наблюдаться значительная территориальная неоднородность конкурентоспособности рассматриваемых технологий и, следовательно, оптимальных масштабов и сроков развития возобновляемой энергетики. В регионах с низким качеством ресурсов ВИЭ и изобилием дешевых ископаемых топлив приоритет еще длительное время будет оставаться за электрогенерацией на основе органических топлив.

Следует особо отметить, что в обозримой перспективе реально вмешаться в эту конкуренцию не сможет и «третья сила» – атомная и термоядерная энергетика, несмотря на то, что технологии в данных сферах интенсивно разрабатываются. Это обусловлено спецификой выделения в них первичной энергии (в результате расщепления тяжелых и слияние легких ядер соответственно), что определяет их место в базовой части структуры электрогенерирующих мощностей. Из истории развития атомной энергетики следует, что конкурентоспособными могут быть только энергоблоки АЭС очень большой единичной мощности (в настоящее время 1 ГВт и более). Тем более это справедливо в отношении термоядерных установок. Использование энергоблоков такой мощности возможно только в крупных электроэнергетических системах. Это означает, что развитие атомной и термоядерной энергетики предопределяет высокий уровень централизации электроснабжения потребителей.

Разрабатываемые в настоящее время в ряде стран модульные атомные реакторы малой мощности повышенной безопасности и мини-АЭС на их основе кардинально не смогут изменить ситуации [2-4].

Такие АЭС останутся дорогими и требуют специальных условий эксплуатации, несмотря на обещаемый высокий уровень безопасности. Можно предположить, что такие установки останутся достаточно «нишевым» продуктом. Они могут найти применение, например, для энергоснабжения труднодоступных районов, крупных подводных нефтедобычных комплексов и т.п.

Сложно также представить большие объемы применения в энергетике так называемых «ядерных батареек» – электрогенерирующих устройств небольшой мощности (мини- и микроуровня) на основе энергии естественного распада радиоактивных изотопов (Co^{60}, Ni^{63} и др.). Для получения электроэнергии в них могут использоваться термоэлектрические и термоэмиссионные генераторы, бета-вольтаические элементы и др. Такие устройства могут найти применение для целей электропитания космических аппаратов, медицинской техники, навигационного оборудования, летательных аппаратов, роботов, подводных аппаратов и т.п.

Энергетика в постиндустриальный период

Экономика и общество постиндустриального типа характеризуется рядом особенностей, которые будут оказывать существенное влияние на развитие энергетики. В числе важнейших получаемых эффектов можно указать следующие:

- замедление темпов роста спроса на топливо и энергию в результате структурных изменений в экономике и повышения энергетической эффективности производства товаров и услуг, а также стабилизации численности населения и завершения процесса урбанизации;
- снижение экономической эффективности концентрации энергетических производств и, следовательно, надобности во вводах сверхмощных электростанций и потребности в развитии крупных электроэнергетических систем как результат широкомасштабного внедрения новых производственных технологий и использования гибких малотонажных производств, ведущих к децентрализации промышленного производства;
- опережающий рост спроса на электрическую энергию относительно прочих энергоносителей вследствие расширения использования электрофизических и электрохимических процессов в промышленности, ускорение электрификации быта и транспорта;

– разуплотнение суточного графика электрических нагрузок и обострение проблемы покрытия пиков нагрузки из-за структурных изменений в экономике (роста доли услуг) и расширения масштабов применения так называемых «темных» (т.е. безлюдных, не требующих ночного освещения) производств;
– повышенные требований к качеству электроэнергии и надежности ее поставок вследствие роботизации технологических процессов, широкого использования цифровой техники, высокоточных производств, биотехнологий;
– минимизация негативного воздействия энергетики на окружающую природную среду и климат – как одно из условий повышения качества жизни людей и заботы о безусловном сохранении среды обитания.

Таким образом, новая технологическая революция приведет к росту спроса на электроэнергию и увеличению ее доли в структуре топливно-энергетического баланса. Это послужит основанием для дальнейшего развития электроэнергетики, причем опережающими темпами. Следовательно, становление постиндустриальной экономики и «цифрового общества» будет сопровождаться постепенной реализацией концепции «электрического мира», сформированной еще четверть века назад и предусматривающей удовлетворение за счет электроэнергии основных потребностей человеческой цивилизации в энергии [5].

Ужесточение экологических требований к энергообъектам в совокупности с реальной угрозой введения ограничений на выбросы парниковых газов и истощения запасов дешевых ресурсов ископаемых топлив придают мощный импульс планам крупномасштабного внедрения возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и перехода к «низкоуглеродной» энергетике. Это стимулирует развитие соответствующих направлений НИОКР. Повсеместная доступность ВИЭ, прежде всего солнечной и ветровой энергии, благоприятствует децентрализации электроснабжения. В то же время созданная огромная инфраструктура централизованного электроснабжения на базе крупных ТЭС и АЭС, остающиеся пока еще относительно недорогими ископаемые топлива и накопленные производственные мощности крупнейших транснациональных энергомашиностроительных компаний служат веским основанием для продолжения работ по совершенствованию традиционных технологий и обеспечению функционирования сложившихся электроэнергетических систем.

Таким образом, имеются все основания полагать, что электроэнергетика на обозримую перспективу будет оставаться многоукладной, причем, по разным «координатам»:

1) по видам электрогенерации:

а) на органическом топливе;

б) на базе ядерной энергии;

в) на основе ВИЭ;

2) по способу обеспечения потребителей электроэнергией:

а) централизованное электроснабжение от мощных электростанций, в том числе, на основе ВИЭ (крупных «ветряных ферм» и «солнечных полей»);

б) с использованием средств распределенной генерации;

в) автономное электроснабжение.

При этом ведущими долгосрочными тенденциями станут: (а) рост доли возобновляемой энергетики в структуре генерирующих мощностей и (б) расширение использования средств распределенной генерации в структуре поставок электроэнергии потребителям. Концепция устойчивого развития остается магистральным направлением трансформации технологической структуры мировой энергетики [6].

В сфере традиционной электроэнергетики усилия ведущих энергомашиностроительных компаний мира в настоящее время направлены на разработку ПГУ предельной эффективности – с КПД до 65-66%. Предполагается достичь таких значений КПД за счет увеличения температуры газов перед газовой турбиной до технически предельных значений – 1700-1800 °С, усложнения термодинамического цикла и применения газовых турбин сверхбольшой мощности (400 МВт и более). Исследуются возможности создания мощных ПТУ на ультравысокие параметры пара (температура 700-720 °С, давление 35-38 МПа) мощностью 600-900 МВт с КПД до 51-53%. Реализация сверхвысоких параметров рабочего тела требует разработки новых дорогостоящих материалов, ведет к увеличению стоимости оборудования, снижению его надежности и рабочего ресурса, усложнению и удорожанию эксплуатации.

В то же время достижения фундаментальной и прикладной науки и технологические заделы в промышленности позволили приступить к созданию новых классов энергетических установок, которые могут исключительно эффективно использоваться в качестве средств распределенной электрогенерации на основе органических топлив. Здесь, прежде всего, нужно указать электрохимические технологии производства и аккумулирования электроэнергии.

Электрохимические генераторы (топливные элементы, ТЭ), реализующие технологию прямого преобразования химической энергии топлива в электрическую энергию с потенциально очень высокой энергетической эффективностью, могут стать реальной альтернативой традиционным энергоустановкам на органическом топливе. По сравнению с традиционными тепловыми машинами топливные элементы характеризуются принципиально иной зависимостью термодинамического КПД от температуры процесса. В ТЭ с уменьшением температуры КПД растет, что весьма благоприятно с точки зрения их практического применения в энергетике: выше потенциальный электрический КПД, ниже требования к конструкционным материалам, больше рабочий ресурс, выше надежность. Для эффективной утилизации тепла уходящих газов для целей теплоснабжения достаточно их температуры порядка 120-130 °С. Следовательно, магистральным направлением в разработке топливных элементов для стационарной энергетики должно стать снижение температуры рабочего процесса, естественно, при не ухудшении основных характеристик ТЭ.

Еще одной принципиальной особенностью топливных элементов является слабая зависимость их электрического КПД от величины установленной электрической мощности. Высокой энергетической эффективностью обладают установки даже небольшой (киловаттного класса) мощности. Так, электрический КПД твердооксидного топливного элемента Gennex фирмы CFCL электрической мощности всего 1,5 кВт достигает 60%, а когенерационный КПД (характеризует эффективность использования топлива при производстве электрической и тепловой энергии) – до 85% [7, 8]. При единичной мощности до 100 МВт у топливных элементов по величине электрического КПД просто нет конкурентов (см. рис. 1.3.2). Это также справедливо для гибридных технологий мегаваттного класса, интегрирующих в единую технологическую схему высокотемпературные топливные элементы и микротурбины.

Отмеченные выше свойства ТЭ открывают возможности для создания энергетических установок на основе принципа модульности, когда мощность установки набирается из однотипных компонентов (модулей). Модульный подход обеспечивает унификацию оборудования, максимальную его заводскую готовность, минимальные сроки монтажа и ввода в эксплуатацию. Все это способствует снижению удельных начальных капиталовложений в энергетические установки с ТЭ и минимизации рисков для инвесторов. Модульный принцип делает целесообразным налаживание массового производства однотипных элементов, что открывает прямой путь к резкому снижению стоимости топливных элементов и повышению их качества (стабилизации технических характеристик) за счет использования роботизированных производств.

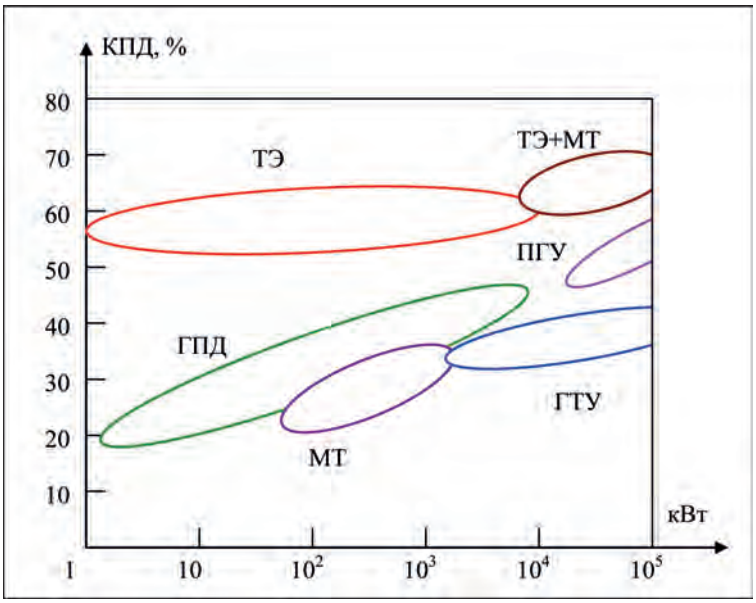


Рис. 1.3.2. ***Сопоставление КПД производства электроэнергии различными технологиями в диапазоне установленной электрической мощности от 1 кВт до 100 МВт, включая топливные элементы (ТЭ), газопоршневые двигатели (ГПД), микротурбины (МТ), газотурбинные установки (ГТУ), парогазовые установки (ПГУ) и гибридные установки (ТЭ+МТ)***

Важным достоинством топливных элементов является более пологая зависимость КПД от нагрузки по сравнению с конкурирующими технологиями. Она определяет среднегодовую эффективность эксплуатации энергоустановок, поскольку они работают преимущественно на частичных нагрузках.

Топливные элементы являются наиболее экологически чистыми энергоустановками на органическом топливе. Их использование обеспечивает максимальное сокращение выбросов вредных веществ от объектов энергетики в окружающую среду. Прежде всего это актуально для населенных пунктов. Поэтому их массовое применение здесь не встретит значимых экологических ограничений. Это открывает путь для размещения энергоустановок с ТЭ непосредственно у потребителей и использование их в режиме когенерации (совместное производства электроэнергии и тепла) и тригенерации (производство электроэнергии, тепла и холода).

Возможность размещения непосредственно у потребителей обеспечивает энергоустановкам с топливными элементами, как и другим

средствам распределенной генерации, значительные энергетические и экономические преимущества по сравнению с централизованным энергоснабжением. В частности, можно отметить:

- существенное повышение эффективности использования энергетического потенциала природных топлив с достижением когенерационного КПД 95% и более;
- отказ от расширения магистральных электрических и тепловых сетей и снижение их загрузки с соответствующим сокращением потерь энергии, эксплуатационных затрат, потребностей в инвестициях, что ведет к уменьшению стоимости энергии для потребителя;
- радикальное решение проблемы повышения надежности энергоснабжения и качества электроэнергии.

Для функционирования распределенной генерации на базе ТЭ нужны только газовые сети, которые надежнее, дешевле и эффективнее электрических и тепловых сетей. Существующие средства хранения сжиженных углеводородных газов и разработка эффективных технологий доставки и хранения небольших объемов сжиженного природного газа в принципе позволяют отказаться и от газовых сетей и перейти к полностью автономному энергоснабжению определенных категорий потребителей.

Для широкого внедрения ТЭ в энергетику важным является вопрос их топливоснабжения. Для работы низкотемпературных ТЭ обычно используется достаточно чистый водород. Высокотемпературные ТЭ менее требовательны к качеству топлива и успешно работают на CO-водородной смеси. Это означает, что энергоустановки с ТЭ должны оборудоваться топливным препроцессором, в котором исходные топлива – природный газ, сжиженные углеводородные газы, биогаз и т.д. предварительно преобразуются в водород или CO-водородную смесь. Это удорожает энергоустановки и накладывает определенные ограничения на их функциональные характеристики (время пуска, скорость набора нагрузки и др.). Очевидно, что получение чистого водорода обходится существенно дороже. Поскольку на достаточно долгую перспективу (по крайне мере на всю первую половину XXI в.) основным топливом в большинстве стран мира будет природный газ, то высокотемпературные ТЭ могут оказаться более востребованными в стационарной энергетике. Низкотемпературные ТЭ могут найти применение в качестве одного из основных компонентов водородного цикла в системах использования ВИЭ. Их развитие будет поддерживаться хоро-

шими перспективами крупномасштабного применения на транспорте, где у них абсолютный приоритет.

Основным сдерживающим фактором для широкого внедрения энергоустановок на топливных элементах в энергетику является их высокая стоимость, причем как приобретения, так и владения. Высокая стоимость приобретения ТЭ в решающей степени обусловлена их мелкосерийным производством, часто с большой долей ручного труда, и применением дорогостоящих материалов (компонентов катализаторов). По оценкам Департамента энергетики США переход к массовому производству топливных элементов позволит снизить их стоимость в разы – до величины, сопоставимой с аналогичными показателями для конкурирующих технологий [9, 10].

Успешная разработка электрохимических технологий (топливных элементов, аккумуляторов и электролизеров) способна совершить революцию в использовании возобновляемых источников энергии (ВИЭ). Прежде всего это касается наиболее масштабных видов ВИЭ – солнечной и ветровой энергии, характеризующихся стохастической энергоотдачей. При этом суточное и недельное регулирование режимов электрогенерации может осуществляться с использованием электрохимических аккумуляторов, а сезонное – путем реализации так называемого «водородного цикла». Его основу составляют:

- электролизеры, обеспечивающие получение из воды водорода и кислорода за счет избыточной электроэнергии, производимой в периоды максимальной энергоотдачи ВИЭ;
- система длительного хранения водорода (и кислорода в случае замыкания цикла по воде);
- топливные элементы, обеспечивающие генерацию электроэнергии в периоды минимальной энергоотдачи ВИЭ.

Крупномасштабное вовлечение ВИЭ в мировой топливно-энергетический баланс способно оказать кардинальное, во многом разрушающее воздействие на традиционные энергетические рынки, в частности чрезвычайно важные для России рынки газа и угля.

Эффективность применения установок распределенной электрогенерации с топливными элементами или на базе ВИЭ может быть существенно повышена путем объединения их в локальные электроэнергетические системы на низком напряжении («микрогрид»). В таких системах не будет жесткого управления электрогенераторами из единого диспетчерского центра, что характерно для существующих электроэнергетических систем. Балансирование спроса и предложения

электроэнергии осуществляется на локальном рынке автоматически на основе экономического критерия с использованием интеллектуальных средств контроля спроса и предложения электроэнергии. Такие системы позволяют реализовать концепцию «распределенной электростанции», что дает возможность уменьшить резерв мощности, требуемый для покрытия пиковых нагрузок, обеспечить высокий уровень надежности электроснабжения, более строго выдерживать нормируемые требования к качеству электроэнергии. Все электрические связи в таких системах должны быть двунаправленными. Контроль режимов работы электрогенерирующих и электропотребляющих установок может осуществляться через сеть Интернет (концепция «Энергетический интернет»). Объединение в микрогрид небольших потребителей с неплотным графиком электропотребления (например, индивидуальных домовладений) позволяет сократить суммарную мощность установленных электрогенераторов в 3-5 раз в зависимости от размеров сети.

В последнее десятилетие наблюдается тенденция к стремительному росту у конечных потребителей приборов, использующих постоянный ток: компьютеры, телевизоры, бытовые приборы, многочисленные мобильные устройства, светодиодное освещение и т.д. Широкое внедрение технологий, генерирующих постоянный ток, включая топливные элементы, фотоэлементы, ветрогенераторы, высокооборотные микротурбины, может поставить вопрос о возвращении постоянного тока в массовый сегмент потребительского рынка. Таким образом удастся сократить количество ступеней трансформации энергии и соответствующие им энергетические потери и экономические затраты. Это потребует создания нового электротехнического оборудования массового спроса, что откроет для электротехнической промышленности новые, поистине гигантские возможности.

Таким образом, технологические достижения и высокие темпы НТП дают все больше оснований полагать, что мировая электроэнергетика стоит на пороге нового технологического уклада. Он будет связан с переходом от централизованного энергоснабжения, базирующегося на крупных электростанциях и мощных электрических сетях, к децентрализованному, в основе которого лежат технологии «распределенной генерации», размещаемые непосредственно у потребителей. В качестве эффективных средств распределенной генерации широкое применение могут получить электрохимические технологии производства и аккумулирования энергии и технологии возобновляемой энергетики. Очевидно, что переход к новому укладу будет длительным. Это обусловлено, во-первых, созданной огромной и дорогостоящей энергетической

инфраструктурой и, во-вторых, необходимостью достижения технологиями распределенной генерации конкурентоспособности с традиционными энергоустановками. Безусловно, нет нужды отказываться от централизованного электроснабжения там, где это технически и экономически целесообразно. Страны, первыми создавшие экономически конкурентоспособные технологии распределенной электрогенерации и наладившие крупномасштабное производство соответствующего оборудования, получат глобальные конкурентные преимущества на многие годы вперед.

Литература

1. Mario Hermann, Pentek Tobias, Otto Boris. Design Principles for Industrie 4.0 Scenarios:A Literature Review. - Technische Universitat Dortmund: Working Paper No. 01, 2015. – 16 p.

2. NuScale joins B&W on the SMR bench // Modern Power Systems, 2014, N4, p. 41-42.

3. Roulstone T. What's all the fuss about? // Modern Power Systems, 2016, N1, p.16.

4. Preferred site identified for first NuScale SMR plant // Modern Power Systems, 2016, N 9, p. 31-35.

5. Каганович Б.М., Филиппов С.П., Анциферов Е.Г. Эффективность энергетических технологий: термодинамика, экономика, прогнозы. – Новосибирск: Наука, 1989. - 256 с.

6. Мировая энергетика и переход к устойчивому развитию/ Л.С. Беляев, Щ.И. Марченко, С.П. Филиппов и др. – Новосибирск: Наука, 2000. – 269 с.

7. Fuel Cell Module for Highly Efficient Electricity (Gennex Brochure). –Ceramic Fuel Cells Limited,2010. – 2 p.

8. BlueGen: Next generation electricity (BlueGen Brochure). – Ceramic Fuel Cells Limited, 2012. – 4 p.

9. DOE Hydrogen and Fuel Cells Program RecordN14008, April 2014. – 3 p.

10. Micro CHP Fuel Cell System Targets. – DOE Hydrogen and Fuel Cells Program Record N11016, March 30, 2012. – 7 p.

ГЛАВА 2

НОВЫЙ «ЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ МИР»

2.1. Энергетика как новая цивилизационная система

С начала 2010-х гг. нынешнего столетия мир вступил в новую стадию цивилизационного развития. С одной стороны, к 2012 г. обострился мировой кризис, затронувший весь мир и все человечество. В 5 раз увеличилось число природных и техногенных катастроф по сравнению с предшествующим десятилетием. В социально-политической сфере разразилась так называемая «арабская весна», потерпела фиаско мультикультурная интеграция мусульманского и европейского сообществ, достигли апогея показатели глобального потепления и другие экологические проблемы.

Однако ожидаемый «апокалипсис» не означает «конец света», а переход на качественно новую стадию мирового цивилизационного развития. Основным потенциалом дальнейшего развития становится не ресурсный, и даже не финансово-экономический фактор, а человеческий капитал, проявляющийся через социогуманистический и интеллектуально-технологические приоритеты и способы их достижения.

Социогуманизм приходит на смену традиционному коммунизму и капитализму как новая цивилизация, основанная на разумном «потребительстве» и качественном обновлении производительных сил и социально-производственных отношений мирового сообщества.

Процесс реализации потенциала во всех его видах (природно-ресурсного, социально-экономического и культурно-человеческого) в новые материальные и ментальные блага цивилизации – это и есть процесс жизнедеятельности общества. В свою очередь, эти «блага» составляют новый интеллектуально-технологический потенциал дальнейшего ускоренного развития цивилизации (*ци* – энергия, *вил, вл* – способ ее

владения). Поэтому энергия развития – это не только использование возобновляемых и невозобновляемых природных ресурсов. Энергетическая трансформация: потенциал – энергия (работа) – энтелехия (результат, формирующий новые, более продуктивные виды потенциала) – это и есть жизнедеятельность мирового сообщества и мировой цивилизации. Энергия (движение, развитие, жизнь) – это синонимы, а потому сама цивилизация может рассматриваться как всеобщая энергетическая система, осуществляющая потенциально-энергетические трансформации.

Особая роль при этом принадлежит правильному выбору приоритетов энергетического развития и их интеллектуально-технологической реализации.

Смена парадигмы энергетической цивилизации

Если весь XX в. прошел под знаком ускоренного развития военно-промышленного потенциала и его приоритетного использования, то после «апокалипсиса», повернувшего мир к человеку, у общества возникают новые потребности и новые возможности. Потребность в энергии у человечества остается всегда, ибо энергия – синоним всякой жизнедеятельности, а виды этой деятельности и соответствующего энергетического потенциала для ее осуществления в разные времена и в разных условиях существенно отличаются.

Если на заре развития человеческой цивилизации главным было – выжить, а потенциалом для этого служили физические силы самого человека и освоенные им природные силы (ветер, вода, огонь), то в период первоначального промышленного (XVII-XIX вв.), и особенно более позднего индустриального развития (XX в.), потенциальным источником развития стали топливно-энергетические ресурсы, превращаемые на промышленных предприятиях в моторное топливо для автомобилей, тепло для жилого сектора и силовые процессы для усиления и замены физических возможностей человека во всех сферах, особенно в промышленном секторе.

На смену тепловым процессам пришла силовая электроэнергетика, обладавшая рядом удивительных возможностей. ТриУмф электроэнергетики, ставшей базой для электрификации страны, определяется ее тремя уникальными свойствами: универсальностью (электрическая энергия может заменить все ранее известные виды – тепло и моторное топливо, солнечный свет и химические реакции), удобством транспор-

тировки и использования, а также управляемостью как в различных звеньях, так и во всей сети.

Электрическая энергия является финальным видом потребительских услуг в быту и на производстве, в индивидуальных и больших системах. Именно электрификация легла в основу первого народно-хозяйственного плана Советской России, определив ее главенствующую роль в технической реализации построения коммунистического общества в нашей стране.

Почти 100 лет назад с принятием плана ГОЭЛРО в России начался новый этап развития цивилизации под лозунгом: «Коммунизм есть Советская власть плюс электрификация всей страны!». Коммунизм, как целевое видение новой цивилизации, означал ориентацию на коллективизм, как норму жизни, Советская власть – как организатор планового развития социума и его экономического базиса, электрификация – как средство (инструмент) материального производства и жизнеобеспечения общества. Недаром план ГОЭЛРО на долгие годы стал комплексным планом социально-экономического развития страны, успехи которого служили примером всему миру. Реализация этого плана не только обеспечила быстрый переход от «лапотной» России к развитой индустриальной державе, но и сформулировала новый уклад жизни всех ее граждан. «Лампочка Ильича» не только осветила быт, но и весь уклад жизни, а промышленное использование электроэнергии на порядок повысило производительность труда. Энергификация (термин Г.М. Кржижановского), и в первую очередь – электрификация, создала основу для крупных фабрик, конвейерного производства, развития различных видов транспорта для освоения огромной территории страны. Использование богатых природных минерально-сырьевых, топливно-энергетических и водных ресурсов, как местных, так и общесоюзных, позволили создать территориально-производственные комплексы, в которых концентрировались различные промышленные предприятия и объекты социальной сферы. Урбанизация городов, основу которой составляла развитая энергетическая и социальная инфраструктура (централизованные системы электро- и теплоснабжения, общественный транспорт, жилищно-коммунальный комплекс, общественное здравоохранение и образование) создала новый коммунальный тип цивилизации. Человек, как член такой коммуны, стал «винтиком» общего механизма жизни, элементом конвейерного производства и социальной сферы. С одной стороны, это способствовало его материальному и интеллектуальному развитию. С другой – он терял свой природный личностный капитал, инициативу в поиске смысла собственной жиз-

ни, подчиняясь запрограммированной идеологическими установками общей схеме коллективного бытия. Эта масштабная индустриализация, централизация всего и вся, начиная от управления природными ресурсами и кончая творческими устремления в науке и культуре – требовали соответствующей организации всей системы жизнеобеспечения и жизнедеятельности, включая формирование соответствующей инфраструктуры, производственной, транспортной и энергетической.

Увлечение гигантскими стройками, космическими и атомными проектами, стремление укрепить военную мощь державы – все это требовало масштабной электрификации, увеличения мощности энергетических объектов, создания энергетических магистралей, соединяющих отдельные районы страны в общую энергетическую систему. Бурный рост промышленного производства требовал вовлечения в оборот все новых и новых месторождений ТЭР, зачастую в ущерб окружающей природной среде. Да, на этом пути была создана энергетическая сверхдержава – СССР, в которой эффективное, по экономическим меркам, централизованное производство обеспечивало как внутренние потребности страны, так и ее экспортные геополитические интересы. Энергетическая цивилизация XX в. – это ориентация на количественный рост производства и организацию больших систем, где человек был даже не активным потребителем, а элементом «машинной» системы.

Во второй половине XX в., опасаясь быстрого исчерпания природных запасов и под предлогом защиты окружающей среды, на Западе активизировалось «зеленое» движение и стал провозглашаться курс на постиндустриальное развитие. Успехи новых технологий вызывали надежду (не всегда обоснованную) на то, что обеспечить дальнейшее развитие цивилизации удастся путем отказа от промышленного роста и заменой его на реализацию научных достижений, снижающих потребность общества в природных ресурсах. Поэтому большую часть тяжелой промышленности стремились переместить в страны третьего мира, оставляя за развитыми государствами производство преимущественно наукоемкой промышленности. Однако довольно быстро стало понятно, что так называемое постиндустриальное общество, лишенное материального производства – это утопия. Сокращение рабочих мест при переходе от промышленного производства к малолюдным научным технологиям привело к тому, что угроза потенциальной безработицы стала для развитых стран социально весьма значимой. Они стали терять темпы общего развития и уступать приоритеты развивающимся странам. И это потребовало сделать шаг назад – вернуть в метрополии часть энергоемких и трудоемких производств. Так Запад стал переживать

этап реиндустриализации. Однако простой возврат к прежней структуре экономики и общественного производства уже стал невозможен. И хотя ресурсный фактор перестал играть значимую ограничительную роль, ибо новые технологии открыли возможность использования новых нетрадиционных природных ресурсов, а повышение энергоэффективности снизило их общую потребность для получения конечного результата, тем не менее, исходя из новых потребностей общества в расширении ассортимента новых продуктов и услуг, структура материального производства уже не могла оставаться неизменной. В дело стал активно вмешиваться человеческий фактор. У общества появились новые социально значимые потребности в интеллектуальных продуктах, изнурительная физическая работа на конвейерных производствах перестала быть привлекательной для людей, а появившиеся возможности механизации и роботизации производственных процессов все-таки стимулировали качественно иной вид трудовой деятельности в рамках неоиндустриального производства. Не простая реиндустриализация, а именно неоиндустриальное развитие стало новой формой производственной деятельности. Ее новизна по сравнению с классическим индустриальным производством заключается в том, что на смену физическому, а затем и машинному труду пришло эргатическое (человеко-машинное) производство, причем машина в данном случае понимается не как механический преобразователь энергии, а человек – не как ее придаток (оператор). Эргатическая система – это энергоинформационный преобразователь, в котором силовые энергетические и информационные процессы составляют единое целое. Благодаря человеку и его интеллектуальному труду такие системы приобретают черты кибернетических систем. Сегодня часто такие системы называют интеллектуальными, что, на наш взгляд, не совсем корректно, ибо интеллект – это все-таки свойство человека, а не машины. Просто в эргатических системах кибернетического типа управление становится более совершенным, вплоть до появления самонастраивающихся и саморазвивающийся систем. И хотя часть человеческих интеллектуальных функций алгоритмизируется и переносится «на плечи» вычислительной техники и автоматики, человек остается творческой активной личностью в неоиндустриальном обществе. В отличие от обычных автоматических систем, где основную роль в производственном процессе играют энергомашинные преобразователи, кибернетические системы основаны на энергоинформационных процессах. Информация по большому счету – это тоже особый вид энергии, ибо она также участвует в преобразовании исходного ресурса в конечный продукт, который может иметь

как материальный, так и семантический (знаковый) вид. Конечным продуктом неоиндустриального производства могут быть алгоритмы, программы, информационные, культурные и другие нематериальные продукты, но не оторванные от своего эргатического (человеко-машинного) носителя, а составляющие вместе с ним новый когнитивный (энергоинформационный интеллектуальный) альянс. Ниже попытаемся показать, как энергия и информация трансформируются друг в друга в рамках общего неоиндустриального производства. А пока следует заметить, что в таких энергоинформационных эргатических системах активная личность человека – актора (творца) не подчиняется машине и не превращается в робота, а составляет с ней единое целое.

Возникает симбиоз «человек – информация – машина», который соответствует и новому типу социальных отношений в обществе. Личность не отделяется от коллектива, но и не становится его одушевленным придатком. Человек становится активным элементом социоприродной среды. Он не противопоставляется окружающему миру, а составляет с ним единое целое. Система «природа – общество – человек» становится не набором самостоятельных действующих акторов, а формируется как единое взаимосвязанное целое. Здесь нет доминирующих и подчиненных частей. Мы не боремся с окружающей средой за ресурсы и не пытаемся ее защитить от своих же необдуманных разрушительных действий. Единство триады достигается гармонией ее составных частей. А гармония всегда сопровождается взаимоуважением и признанием того, что каждая часть целого (большая или малая, центральная или периферийная, старая или молодая) есть незаменимый атрибут системы. Триадический подход (в отличие от распространенной диады) означает не борьбу противоположностей, а взаимосвязь, в результате которой неизбежно рождается новое. Капитализм и коммунизм (социализм) не могут победить друг друга – они могут сколько угодно биться за выживание, но их историческое будущее зависит от того, смогут ли они не просто конвергироваться, а создать нечто третье, соединяющее на новых началах общество будущего. И это третье – есть социоприродная гуманитарная цивилизация, где природа, общество и человек составят единую систему.

Мир вступает в новую стадию – неоиндустриального и социогуманитарного развития. Новая цивилизация базируется на гармонии в системе «природа – общество – человек». Материальное производство развивается во имя человека и основывается на энергоинформационных системах, использующих не столько природные ресурсы, а в большей степени – интеллектуальный капитал общества.

Эта система будет развиваться в материальном отношении как энергоинформационная (неоиндустриальная) цивилизация, а с точки зрения структурной организации – как единая социоприродная среда, где человек станет не «пупом земли», действующим в своих собственнических интересах, а центром, который формирует себя и окружающий мир как единое целое. Не противопоставление частей друг другу и не защита окружающего мира от человеческой агрессии, а гармония – вот основа будущей цивилизации.

Эта новая цивилизация потребовала развития и новых форм энерго- и жизнеобеспечения. На Западе быстро поняли, что не только по причинам экологическим, но и гуманитарным нельзя стремиться к безудержному росту производства и спроса, забывая и о личностных интересах человека. Стремление ограничить воздействие промышленных систем на окружающую среду стимулировало появление новой энергетики, основанной на широком использовании слабоконцентрированных энергетических источников в интересах непосредственно человека. «Зеленая» энергетика, основу которой составляют возобновляемые источники – Солнце и ветер, биомасса и водные ресурсы, имеет главную цель – не альтернативу крупным АЭС и ГРЭС, а развитие «малотоннажной» энергетики, ориентированной не на крупных потребителей, энергоснабжение которых невозможно за счет ВИЭ, а на использование в интересах непосредственно частных потребителей.

Соотношение между централизованным и децентрализованным энергоснабжением подчиняется правилу «золотого сечения» – 0,62 : 0,38 для систем с высокой плотностью нагрузки, и наоборот – 0,38 : 0,62 для распределенных потребителей. В связи с тем, что этап бурного промышленного развития уступает место развитию систем со слабоконцентрированной нагрузкой, децентрализованное энергоснабжение завоевывает свое достойное место в общей системе. Несмотря на то, что чисто экономически производство электроэнергии и тепла на больших станциях является более выгодным, определяющим становится принцип не экономики, а удобства для потребителей.

Неоиндустриальное производство и социогуманитарное общество нуждаются не в количественном наращивании спроса на энергию, а в повышении качества и эффективности энергоснабжения. Причем для большинства развитых стран, не обладающих в достаточной степени собственными энергоресурсами, а импортирующих их из стран третьего мира, энергоэффективность зачастую сводится к энергосбережению, как по объему, так и по структуре их использования. И за счет этого удается добиться удельного среднедушевого производства ВВП на по-

рядок большего, чем это имеет место в соседних странах-экспортерах энергоресурсов (например, Ливия и Италия, Ирак и Израиль, Мексика и США, Россия и Германия). И дело не в простой бережливости, а в том, что структура экономики и энергопотребления в странах-импортерах более ориентирована на производство конечного потребительского продукта (высокопроизводительных машин, наукоемких технологий, информационных продуктов). Такая структура энергопотребления определяет и иной спрос на используемые виды энергии и новые энергоисточники, пусть даже с меньшей концентрацией энергии, но обладающих более высоким качеством (экологичностью, упорядоченностью потока энергии, меньшими потерями и отходами). «Зеленая» энергетика обладает лишь частью этих требований по качеству энергоснабжения, главным образом ее большей доступностью для потребителей, удаленных от крупных энергоисточников и не требующих высокой концентрации энергетического потока. Ее экологичность является относительной, так как для производства оборудования для ВИЭ необходимо затратить не меньшее количество энергии, чем можно получить от самих возобновляемых источников. Просто экологическая нагрузка более равномерно разнесена по территории страны и обладает меньшей концентрацией в зонах рекреации – там, где нужно создать более привлекательные условия для обитания человека.

Но принципиально новой сущностью энергообеспечения новой цивилизации (неоиндустриальной и социогуманитарной) является не сама по себе концентрация (высокая или слабая) энергетических потоков, а их удобство для потребителя, универсальность и управляемость. Этот «триУмф» обеспечивает именно электроэнергии основное преимущество не только в системе жизнеобеспечения, но и в самой системе жизнедеятельности новой цивилизации. Если трактовать само понятие «цивилизация» (*ци* – энергия, *вил, вл* – владение) как систему владения энергией (энергетическим потенциалом и способом его эффективной реализации), то энергия – это всякое действие, развитие, жизнь. Отличительной особенностью новой цивилизации является ее система жизнедеятельности, использующая как материальное производство в интересах социогуманитарного общества, так и организацию этого процесса с использованием и расширенным воспроизводством нового энергетического потенциала в виде не только природных, а произведенных трудом человека новых технологических, интеллектуальных и культурных ресурсов. Этот процесс расширенного производства новых благ цивилизации, которые одновременно являются и новым потенциалом устойчивого развития триады («природа – общество – человек»)

и составляет сущность социоприродной эволюции мира. В процессе этого развития ключевая роль принадлежит человеку не как потребителю и производителю этих благ, а как организатору этого всеобщего процесса жизни.

И неоиндустриальный (инновационный с точки зрения даже не самих новых технологий производства, а с точки зрения организации нового взаимодействия человека и машины посредством структуры энергоинформационных процессов в эргатических системах), и социогуманитарный характер новой цивилизации, по-новому выстраивающий взаимоотношения индивидуальной творческой личности и коллектива в рамках единой системы «я – мы – они», определяют новый базис этих отношений, основанный на энергоинформационных связях между активными субъектами жизнеобеспечения и жизнедеятельности.

Структура энергоинформационных технологических и социальных связей определяется тремя главными особенностями:

- все связи носят не дуальный попарный, а как минимум триадический характер, образуя сложную ячеистую структуру «живой» саморазвивающийся системы;
- в системе принцип соподчиненности и причинно-следственных связей заменяется на принцип равнозначности (равноценности) всех элементов для функционирования многосвязной системы, каждый из которых играет свою роль в общем функционировании и жизнедеятельности системы;
- в «живой» системе нет деления на нижний (силовой, управляемый) и верхний (информационный управляющий) уровень – энергоинформационные потоки пронизывают все уровни, трансформируясь из одного вида активного действия (энергетического) в другой (информационный).

Проиллюстрируем особенности применения этих принципов на примерах электроэнергетических (энергоинформационных) объектов, составляющих суть жизнеобеспечивающей деятельности всяких производственных и социогуманитарных систем.

Даже классическое энергообъединение типа ЕЭС, служившее опорной конструкцией энергетической интеграции регионов и территорий СССР, представляло собой не набор линий электропередач, соединяющих отдельные центры энергопроизводства и энергопотребления, а было системным образованием, осуществляющим единую функцию централизованной электрификации страны. Линии, осуществляющие передачу электроэнергии от точки А до точки В, представляли собой

временное явление и неизбежно вписывались в общую структуру объединения с помощью магистральных ВЛ высокого и сверхвысокого напряжения либо распределительных систем, формирующих районные системы. Практически любые транспортные электропередачи со временем трансформировались в межсистемные связи и выполняли функции обмена энергией и мощности между отдельными частями ЕЭС. Долгосрочное проектирование энергообъединения на уровне одной страны и межгосударственного объединения всегда сводилось к формированию ячеистой структуры, где цепочечные широтные связи пересекались меридианными линиями, которые не всегда использовались для постоянного потока энергии, но их наличие обеспечивало необходимую структурную надежность энергообъединения. Синхронная работа всех частей системы обеспечивала естественный процесс перераспределения потоков энергии по межсистемным связям и необходимую живучесть ЕЭС. Противоаварийная автоматика и управление в ЕЭС позволяли работать при пониженном (по сравнению с нормативами надежности для изолированных систем) уровне запасов мощности и пропускной способности связей. Уже тем самым оперативно-информационная система служила не просто управляющей надстройкой над силовыми связями и потоками энергии, а составляла вместе с ними единое целое. Хотя это управление было, как правило, алгоритмическим, а все директивные решения принимал диспетчер. Попытки введения моделей управления, работающих «в темпе процесса» для оперативного проигрывания возможных аварийных ситуаций и их каскадного развития, были затруднены в связи с недостаточным быстродействием используемой вычислительной техники. Замена реальных многомашинных систем их эквивалентами с сохранением основных динамических свойств объединения позволяла принимать решение только на соответствующем уровне временной и территориальной иерархии. И это не позволяло в полной мере использовать резервные мощности самих потребителей для повышения качества системы – предотвращения каскадного развития аварий и быстрейшего восстановления режима. Однако прогресс в области быстродействия вычислительной техники сам по себе не позволял повысить эффективность комплексного управления энергообъединением. И хотя техника противоаварийного управления ЕЭС была на самом высоком уровне с внедрением адаптивных и самонастраивающихся систем, превращавшим энергетическое обьединение в большую кибернетическую систему, тем не менее идеология управления все-таки исходила из того, что автоматическое управление – это надстройка над физической системой. А надстройка сама

по себе может давать дополнительные сбои, приводя к нарушениям функционирования всей системы. Поэтому в атомной энергетике, например, активно развивалось реакторостроение с естественными процессами предотвращения каскадного развития аварий, не доверяя эти функции системам автоматики. Внедрение различных передач и вставок постоянного тока тоже сдерживалось за счет преимущественного развития систем переменного тока, где обеспечивалась естественная, а не принудительная регуляция перетоков мощности по межсистемным связям при отклонении тех или иных режимных параметров (например, напряжения в узловых точках системы). Системы с естественными отрицательными обратными связями, демпфирующими процесс неуправляемого развития каскадных аварий, были наиболее востребованы. Более того, возможность сбоев в системах автоматики (сегодня это трактуется как кибернетическая опасность) ограничивала размеры объединяемых систем, требовала увеличения резервов в каждой из систем и неоправданно приводила к неполному использованию всех преимуществ энергообъединения. Другим следствием недоверия к системам автоматики и попыткам ограничить их роль в процессе функционирования сложных объединений явилось ограниченное системное использование «активного потребителя», его возможности участвовать в предотвращении каскадного развития системных аварий и восстановлении послеаварийных режимов. Либо менее ответственный потребитель автоматически отключался, что делало его пассивным заложником централизованных требований живучести энергообъединения, либо приводило к неоправданному росту и замораживанию запасов в системе. И только равноправие энергетических и информационных связей, их равная ответственность за общее функционирование системы позволяет создать новые энергоинформационные системы с достаточной безопасностью и системной эффективностью. Сегодня много, но не всегда с должной обоснованностью говорят о создании интеллектуальных систем в различных сферах, в том числе и в электроэнергетике. Smart Grid на Западе появились как синоним «умных» сетевых образований, объединяющих различные генерирующие источники, в том числе и распределенные ВИЭ, в единую систему. Интеграция генерирующих, распределительных и потребительских объектов в одну систему невозможна без использования различных информационных каналов с общими интерфейсами и однотипными электрическими преобразователями сигналов. При этом идет интеграция как отдельных энергоснабжающих и энергопотребительских систем, каждая со своим информационным обеспечением, так и отдельно интеграция всех си-

ловых элементов, а также отдельно – информационных каналов связи и управления. Оба вида интеграции формируют свои ячеистые схемы, которые соединяются в единое энергоинформационное «облако». По сути, создается нечто вроде интернет-сети, и подобные структуры получили название «энергонет». Подобные сети на Западе (в Европе и США) получили достаточное развитие как образец единых энергоинформационных систем. В России пока что речь идет больше о технической модернизации управляемых электрических систем, а не об использовании новой идеологии создания единых энергоинформационных систем. Часто обсуждаемые у нас модели интеллектуальных систем с активно-адаптивными сетями оказываются, как правило, отражением старых (хотя и успешно использованных в ЕЭС СССР) принципов автоматического противоаварийного управления, но пока не содержат признаков нового энергоинформационного единства в электроэнергетике. Как ни странно, но попытка соединения физических систем энергетики и их рыночного эквивалента более соответствует энергоинформационной интеграции в электроэнергетике. Принципиальным в этой схеме является взаимозаменяемость, когда реальные перетоки покупаемой электроэнергии заменяются их рыночными эквивалентами.

Многообещающим на будущее могут стать такие энергоинформационные объекты электроэнергетики, как системные накопители. Они аккумулируют свободную электроэнергию в ночные часы и выдают ее в качестве дополнительных источников в часы максимума нагрузки. При этом график нагрузки выглядит не как баланс физической энергии, а как расчетный (информационный) аналог производимой и потребляемой электроэнергии.

Сращивание и взаимозаменяемость информационных моделей и физических объектов в электроэнергетике наглядно проявляется в задачах оценивания состояния и режимов систем. Недостаточное количество данных о режимных параметрах, и даже о структуре системы, может быть компенсировано за счет методов дорасчета режимных параметров с минимизацией потерь от отсутствия достоверных данных от систем телекоммуникации и измерения. Сегодня информационные модели активно начинают использоваться в задачах объемного проектирования самих физических объектов. Известны методы 3D-моделирования различных строительных конструкций (опор ВЛ, зданий подстанций и т.п.). Эти конструкции, а также сами физические установки, созданные таким способом, могут не только имитировать технические устройства, но и выполнять те силовые функции, которые обычно на них возлагаются. Эргатические (человеко-машинные) системы, соз-

данные за счет обработки информационных моделей функциональных систем электроэнергетики, могут уже в недалеком будущем стать основой широкой гаммы новых электротехнических устройств. Уже в настоящее время активно развивается автомобилестроение, где функции водителя будут выполнять даже не роботы, а имитаторы человека, лучше приспособленные к интеллектуальному вождению транспортных средств. Роль человека в таких системах будет все больше сводиться не к конкретной операторской деятельности, а к целеполаганию – заданию маршрутной карты движения. А путь следования будет оборудован системой навигации, позволяющей двигаться «новым автомобилям». Подобная система вполне вероятна не только в технических системах, но и при проектировании и разработке новой техники и новых энерготехнологических процессов и установок.

Во многих электробытовых приборах уже сегодня начинают использоваться миниатюрные и микроустановки, обеспечивающие те же функции, что и в традиционных силовых установках. Например, диодное электроосвещение создало огромные возможности по повышению эффективности и разнообразию функций использования света и цвета. Лазерные установки являются наглядным примером сращивания физического потока энергии и потока информационных сигналов, организующих этот поток. Сравнение энергии атомного взрыва и лазерного потока показывает, что для многих технологических задач уже сегодня организованный поток энергии оказывается более эффективным, чем силовой, но хаотический процесс. Сила мысли может не только управлять потоком энергии, но и заменять его, производя больше полезной работы. Пример человека, находящегося в экстремальном состоянии, убеждает, что он может превзойти самого себя с точки зрения концентрации энергии: прыгнуть выше головы, ладонью разбить кирпич, одолеть намного превосходящего по мощи соперника. Когнитивные системы, осознанно использующие эту концентрацию мысленной энергии, могут совершать работу, сравнимую и даже превосходящую работу обычных физических энергоустановок. Работа может совершаться не только за счет привлечения внешних сил. Она может проявляться как реализация некоего структурного потенциала, саккумулированного в системе. Известно, что разрушение материала может произойти внезапно по мере того, как накопленные в его структуре пластические деформации превзойдут некий порог прочности. Но известны и другие случаи, когда за счет соответствующего структурного изменения в системе она может дополнительно упрочняться, запоминать заложенные в ее «сознание» условия и в нужный момент их реализовывать.

Классическим является пример использования нанотехнологий, где необходимые свойства объекта достигаются структурным объединением различных слоев (страт), каждый из которых несет свои функции, а их обьединение придает системе совершенно новые необычные свойства.

Структурный потенциал наиболее полно проявляет себя в социальных процессах. Известно, что идея, овладевшая миром, становится самой мощной производительной силой. Структурный потенциал общества и его нереализованные возможности являются причиной смены общественных формаций и развития новых цивилизационных отношений. Определяющим для этого является социальная (общественная) психология, через которую раскрываются противоречия и синтез личностных и общественных отношений. Даже такая, казалось бы далекая от социально-производственных отношений, психология финансов определяет в качестве действенной силы именно групповое поведение соответствующего объединения акторов – игроков на рынке. Но известно, что цены на мировом нефтяном рынке определяются в большей степени не балансом спроса и предложения, а именно тем, как реагируют трейдеры на ожидаемые политические, инвестиционные, технологические и другие отношения. Фьючерсный рынок – это рынок ожиданий, реагирующий не на баланс, а на производные динамических параметров. Более того, сам баланс зачастую оказывается производным от динамики цен. Этот пример еще раз показывает, что в системах, где физические, экономические и технические условия являются взаимосвязанными с информационными и психологическими, причинно-следственные связи не определяют динамику поведения системы. Определяющим является внутреннее структурное состояние системы.

Так, в физических динамических системах ее структурные (фазочастотные) характеристики могут явиться причиной внутреннего и внешнего движения, когда за счет информационных воздействий можно извне изменить энергетическое состояние системы, определяемое его набором фазочастотных параметров. По-видимому, недалеко то время, когда силой мысли потомок барона Мюнхгаузена сможет сам себя вытащить за волосы из болота или состояния покоя. И это определяется возможностью развития энергоинформационных систем, где человек своим когнитивным мышлением задаст необходимый потенциал и траекторию действия. Ведь сегодня нет никакого сомнения в том, что мысленные процессы управляют физическими импульсами, определяющими действия человека. Так, ничто не мешает тому, что подобные процессы станут возможны не только в биологии, но и в технике.

Итак, можно смело утверждать, что между силовыми энергетическими процессами, информационными потоками в технике и социуме, а также и биоимпульсами нет непреодолимой разницы. Все они являются разновидностью общей энергоинформационной формы движения, определяющей и производственную, и гуманитарную сущность жизни.

И XXI в. – это время активного перехода к новой энергоинформационной цивилизации.

2.2. Роль электрической энергии в повышении качества жизни населения

На протяжении всего XX и начала XXI вв. идет неуклонный рост потребления электроэнергии. Роль электроэнергии как самого прогрессивного, удобного и универсального энергетического ресурса в жизни человека и общества невероятно велика. Возможность преобразования в другие виды энергии (световую, механическую, тепловую, звуковую), экологичность и простота регулирования определили широкое ее использование во всех секторах экономки и в быту. С расширением и появлением новых направлений электрификации, определяющих более качественное состояние потребительских услуг, технологических инноваций в жилом секторе и сфере услуг возрастает важность электроэнергии в обеспечении жизненного комфорта и качества жизни населения.

В настоящее время не существует общепринятого научного определения понятия «качество жизни». Кроме того, широко распространено понятие «уровень жизни». Эти два понятия довольно схожи, хотя имеют определенные различия. Понятие «качество жизни» появляется в середине XX в., когда категория «уровень жизни» стала недостаточной для всестороннего отражения процесса формирования благосостояния населения. Изначально проблемы обеспечения качества жизни рассматривались в экологическом ключе в связи с проблемами охраны окружающей среды, здоровья человека и общества. В настоящее время академический словарь дает следующее определения этому понятию: «Качество жизни – социологическая категория, выражающая качество удовлетворения материальных и культурных потребностей людей (качество питания, качество и модность одежды, комфорт жилища, качество здравоохранения, образования, сферы обслуживания, окружающей среды, структура досуга, степень удовлетворения потребностей в содержательном общении, знаниях, творческом труде, уровне стрессовых состояний, структуре расселения и др.)» [1]

В [2] говорится, что: «Качество жизни – междисциплинарная категория, характеризующая эффективность всех сторон жизнедеятельности человека, фактический уровень удовлетворения материальных, духовных и социальных потребностей человека, уровень его интеллектуального, культурного и физического развития, степень обеспечения комплексной безопасности жизни с учетом субъективной оценки индивида различных сторон жизни».

Качество жизни носит более абстрактный характер, чем понятие уровня жизни. Безусловно, оно зависит от уровня социально-экономического развития страны, в которой проживает человек, но в то же время во многом каждый человек сам обеспечивает свое качество жизни. Поэтому качество жизни – это и философское понятие, связанное с мировоззрением человека.

Дать непосредственно количественную оценку качества жизни населения крайне сложно, т.к. оно интегрирует многие его аспекты. В частности, индивидуальные потребности, которые не фиксируются какими-либо статистическими величинами и практически существуют лишь в сознании людей, в виде их личных мнений и оценок.

В качестве объективных показателей качества жизни в [3] рассматривают следующие:

- чистую окружающую среду;
- личную и национальную безопасность;
- политические и экономические свободы;
- обеспечение права на труд, возможность карьерного роста и повышение профессионального и интеллектуального уровня;
- обеспечение демографического роста общества;
- создание жилищных условий;
- обеспечение здравоохранения и улучшение системы медицинской помощи населению;
- обеспечение продовольствием населения.

Роль электроэнергии в повышении комфорта условий жизни людей наиболее полно отражается на примере электрификации быта отдельного домохозяйства. Использование энергии в этой сфере отвечает как материальным, так и духовным потребностям человека.

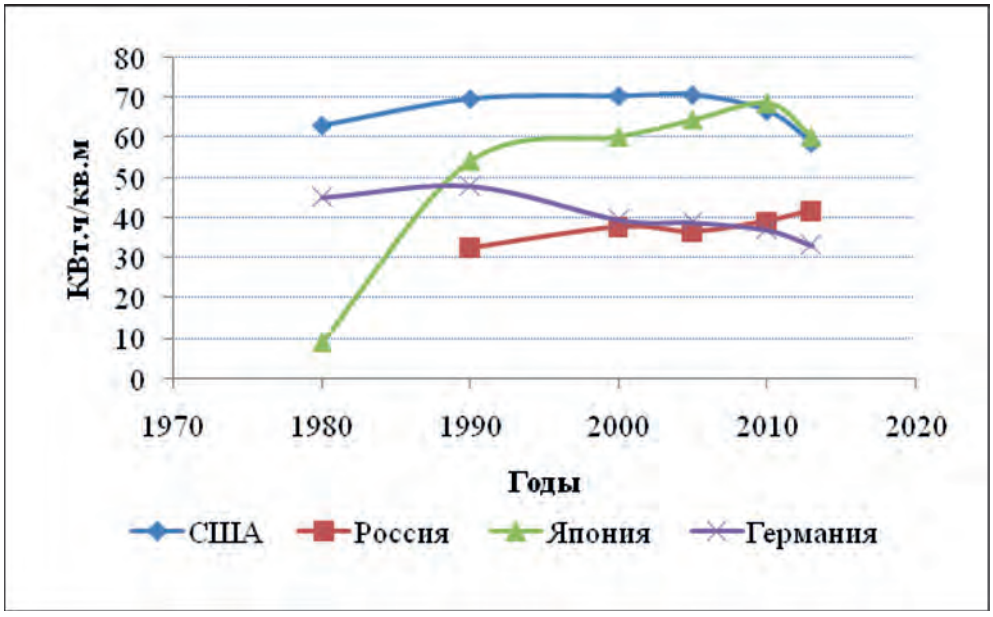
С помощью электроэнергии человек готовит пищу, а широкое использование электроплит, микроволновых печей, мультиварок, электрогрилей, кухонных комбайнов и т.д. Ведет к улучшению санитарно-гигиенических условий в жилищах, повышению уровня автоматизации процессов пищеприготовления.

Удобство и широкие возможности регулирования определяют использование электроэнергии для целей отопления и кондиционирования воздуха в помещениях, что создает комфортный микроклимат в жилище, причем все более широкое распространение получают системы управления инженерными системами дома по сети Интернет или мобильному телефону.

Использование компьютеров, телевизоров, ауди- и видеоаппаратуры, планшетов, сотовых телефонов и т.д. способствует получению большого объема информации, совершенствованию знаний и эстетическому наслаждению.

Безопасность членов домохозяйства обеспечивают домофоны, системы предупреждения о технических неисправностях, управления дверей, ворот, шлагбаумов, жалюзи, рольставнями и т.д.

Все это отражается в величине расхода электроэнергии на 1 квадратный метр жилой площади (рис. 2.2.1). В развитых странах мира рост этого показателя приходился на 70-90 гг. прошлого века, в период роста обеспеченности домохозяйств электроприборами, повышения их благоустройства и комфорта.



Источники: *рассчитано по [4-8].*

Рис. 2.2.1. ***Изменение удельного расхода электроэнергии в жилых домах в отдельных странах мира***

Заметное снижение удельного расхода электроэнергии в последние годы в развитых странах связано с повышением эффективности ее применения, снижением потерь, заменой старых электроприборов на новые с низким потреблением электроэнергии.

Применение в быту возрастающей номенклатуры электроприборов различного назначения позволяет значительно улучшить условия жизни, оздоровить гигиеническую обстановку в помещениях, повысить культурно-образовательный уровень населения и безопасность, сократить затраты времени и сил на ведение домашнего хозяйства. При этом существующие прогнозы показывают, что в перспективе электроэнергия становится еще более важным источником энергии в потреблении домохозяйств. Доля электроэнергии в суммарном потреблении энергоресурсов домохозяйствами в мире, согласно [9], возрастает с 39% в 2012 г. до 43% в 2040 г., более того, после 2025 г. электроэнергия становится лидирующим энергоносителем, доля которого опережает долю газа.

Сфера услуг включает в себя огромное количество предприятий и организаций, различных типов и видов деятельности: финансы, образование, торговля, общественное питание, здравоохранение, культура, спорт и т.д. (сюда же относится и потребление электроэнергии на нужды уличного освещения, городского водопровода и канализации).

Высокий уровень развития экономики и доходов населения (свободных) ведет к увеличению потребности в отелях и ресторанах (как для деловых встреч, так и для досуга), помещений для офисов и розничной торговли, культурных (театры, галереи, музеи) и спортивных помещений (стадионы, бассейны, спортивные комплексы) [10].

Уже сейчас во всем мире в сфере услуг электроэнергия является предпочтительным источником энергии. В 2012 г. ее доля в структуре энергопотребления этой сферы составляла около 53% и согласно базовому сценарию в [9] предполагается, что ее доля к 2040 г. вырастет до 62% (табл. 2.2.1).

Во всех типах зданий в этой сфере в большей или меньшей степени электроэнергия используется на цели отопления и кондиционирования. Огромную помощь в делопроизводстве оказывают компьютеры, факсы, принтеры, сканеры, офисные автоматические телефонные станции и т.д. Кроме перечисленных видов оборудования, в торговле и общественном питании имеется значительный набор холодильного и морозильного оборудования, а также различные виды печей и минипекарни. Спортивные и развлекательные центры имеют в своем составе сауны, бассейны с системами подогрева и очистки воды, датчиками контроля влажности, температуры и содержания CO_2.

Таблица 2.2.1

Рост доли электроэнергии в суммарном энергопотреблении домохозяйствами и сферой услуг в разных странах

Страна	Домохозяйства			Сфера услуг		
	1973 г.	2010 г.	2040 г.	1973 г.	2010 г.	2040 г.
Европейские страны ОЭСР[1]	11,9	28,2	36,0	18,2	50,8	58,9
США	21,0	43,0	51,7	24,5	52,3	55,9
Канада	17,6	45,5	53,3	24,6	50,0	62,5
Япония	32,6	52,4	59,1	12,8	48,1	53,3
Россия	н.д.	10,5	20,0	н.д.	46,2	65,0

Источник: *рассчитано по [4, 9].*

Достаточно широко применяется электроэнергия в медицине. Использование новых способов диагностики с применением высокоточного и многофункционального диагностического оборудования (электроэнцефалография, электрокардиография, электрогастрография, компьютерный томограф, магниторезонансный томограф и т.д.) дало возможность ранней диагностики заболеваний, мониторинга состояния больного и выбора адекватного развитию заболевания способов лечения. Многие электрические аппараты используются для реанимации (дефибриллятор сердечного ритма), лечения, а также для реабилитации после тяжелых заболеваний (электрокардиостимуляторы). Также электричество активно используется во время физиотерапевтических процедур (электрофорез, лазер), направленных на рост костей, избавление от хронической боли, улучшение слуха, и т.д. [11]. С развитием Интернета появилась возможность удаленной консультации с ведущими специалистами.

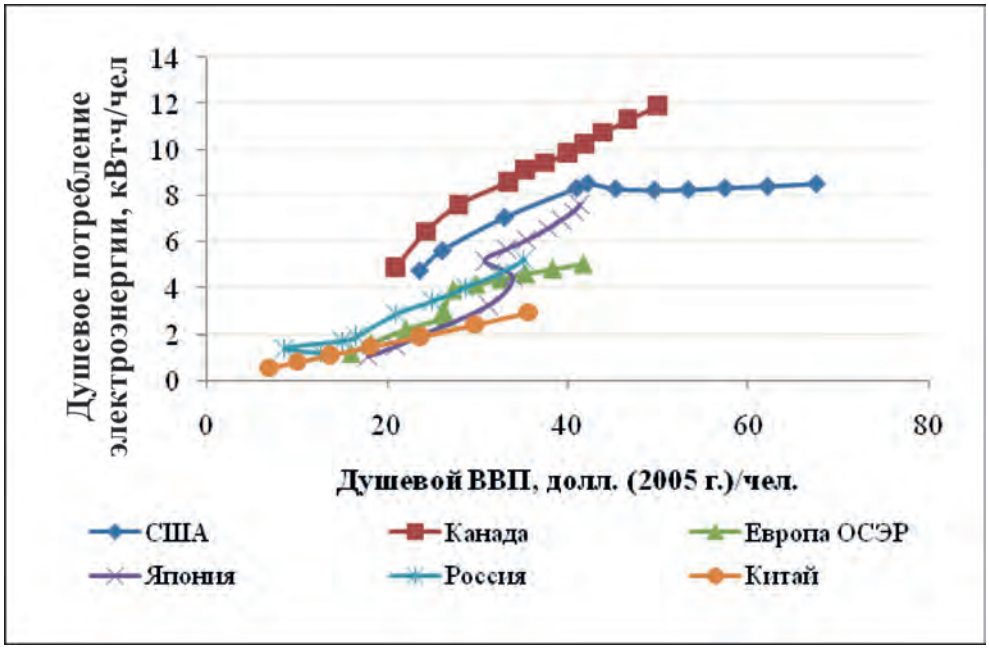
Важным показателем качества жизни является комфортная и безопасная среда городов и поселков, их улиц и дорог. Повышение уровня уличной освещенности наряду с применением различных систем регулирования и наблюдения на дорогах (светофоры, радары), оповещения и безопасности (видеокамеры, детекторы движения, дымо- и газоанализаторы, ситуационные центры и т.д.) позволяют снизить аварийность на дорогах, увеличить скорость реагирования при чрезвычайных ситуациях и повысить безопасность граждан.

Использование достижений компьютерной и информационной технологий в жизни населения позволяет расширить образовательные,

[1] Страны, входящие в Организацию стран экономического развития (ОЭСР).

культурные, физиологические возможности человека, способствует личностному росту, развитию творческих способностей, повышению уровня образования и физического здоровья, а также увеличению средней продолжительности жизни.

Несомненно, для этого необходим высокий уровень развития экономики. Зависимость душевого электропотребления в непроизводственной сфере разных стран от развития их экономики, выраженного количеством ВВП, приходящимся на одного жителя страны, показано на рис. 2.2.2. Основной мировой тенденцией является увеличение душевого потребления электроэнергии с ростом экономического развития.



Примечание: представленный период для России 1990-2040 гг., для Китая – 2010-2040 гг., для остальных стран 1973-2040 гг. (базовый сценарий).

Источники: *рассчитано по [4, 12].*

Рис. 2.2.2. ***Взаимосвязь душевого электропотребления в непроизводственной сфере и душевого ВВП в разных странах мира***

В последние десятилетия современное общество, в первую очередь в высокоразвитых странах, уделяет повышенное внимание интересам отдельного человека, улучшению среды его обитания. Во многом дальнейшее повышение качества жизни населения связывают с широким распространением концепции Smart. Это и «умные» города, «умные» системы энергоснабжения, «умные» дома и т.д., направленные на повы-

шение комфорта, удобства и качества предоставляемых услуг, а также возможность потребителя самостоятельно управлять своим энергопотреблением. Отличительной чертой этой концепции является широкое использование информационно-коммуникационных технологий [13]. Она включает: интеллектуальные приборы учета и передачи показаний, автоматизированные информационные базы и банки данных, вычислительные центры, автоматизированные системы управления, видеотерминалы, общегосударственные информационные системы, системы спутниковой и скоростной волокнисто-оптической связи – все это неограниченно расширяет сферу использования электроэнергии.

«Умный» город, в отличие от традиционного, ориентирован на человека. Он находится в непрерывном развитии при постоянном учете требований экологической и экономической устойчивости и базируется на инфраструктуре информационно-коммуникационных технологий. К составляющим «умный» город технологиям относятся высокоскоростные оптические, сенсорные, проводные и беспроводные сети, необходимые для реализации таких преимуществ, как обеспечиваемые благодаря интеллектуальным транспортным системам, «умным» электросетям и организации домашних сетей [14].

«Умный» дом — жилой автоматизированный дом современного типа, организованный для удобства проживания людей при помощи высокотехнологичных устройств. Важной особенностью и свойством «умного» дома является то, что это наиболее прогрессивная концепция взаимодействия человека с жилым пространством, когда человек одной командой задает желаемую обстановку, а уже автоматика в соответствии с внешними и внутренними условиями задает и отслеживает режимы работы всех инженерных систем и электроприборов. Электронные бытовые приборы в «умном» доме могут быть объединены в домашнюю Universal Plug and Play — сеть с возможностью выхода в сети общего пользования [1].

В последнее время в связи с экологическими проблемами, дефицитом ископаемого топлива в отдельных районах, повышением качества жизни, особенно жителей децентрализованных поселений, становится целесообразным вырабатывать электроэнергию, используя ветроэнергетические установки или солнечные батареи, устанавливаемые совместно с накопителями энергии у отдельных потребителей. В некоторых государствах, например в Германии, приняты специальные программы, поощряющие инвестиции в производство электроэнергии домохозяйствами.

В России за 1990-2014 гг. электропотребление населением и сферой услуг увеличилось в 1,6 раза. Рост использования электроэнергии в домохозяйствах в 90-х годах прошлого века был в основном связан с появлением в продаже большого количества импортных электроприборов (табл. 2.2.2). Дальнейшее замедление темпов прироста вызнано насыщением основными их видами. В России в 2014 г. на 100 домохозяйств приходилось: 257 мобильных телефонов, 183 телевизора, 128 холодильников и морозильников, 103 стиральные машины, 113 персональных компьютеров, 96 электропылесосов, 20 кондиционеров, 8 посудомоечных машин [15]. Несмотря на значительно возросшую обеспеченность электроприборами российского быта, она все еще значительно уступает развитым странам. Например, в Японии в 2013 г. обеспеченность составляла: телевизорами – 240 шт., электропылесосами – 146 шт., персональными компьютерами – 130 шт., кондиционерами – 275 шт., посудомоечными машинами – 30 [16]. Кроме того, там используется огромное количество мелких бытовых приборов (около 100), номенклатура которых постоянно увеличивается. Новые бытовые приборы в большей мере соответствуют высоким стандартам эффективности использования энергии. Однако эффект от использования новых приборов с меньшим энергопотреблением частично компенсируется увеличением количества новых видов и увеличением их средних размеров.

Увеличение потребления в сфере услуг в 2000-2014 гг. было связано с опережающим ростом современных электроемких объектов: банков и других финансовых учреждений, отелей, развлекательных и физкультурных центров, а также реконструкцией предприятий традиционных направлений в целях повышения их технического уровня и роста качества услуг [17].

В России в 2014 г. душевое электропотребление составило в домохозяйствах 999,3 кВт·ч/чел, в сфере услуг – 901,6 кВт·ч/чел. В 2013 г. в европейских странах ОСЭР этот показатель был выше в 1,6 раза, в Япо-

Таблица 2.2.2

Динамика ежегодных темпов прироста электропотребления в домашних хозяйствах и сфере услуг в России за 1990-2035 гг.,%

Сфера применения	1990-2000 гг.	2001-2014 гг.	2015-2035 гг.
Домохозяйства	3,2	1,1	0,8
Сфера услуг	-1,5	1,8	1,0

Источник: *рассчитано по [18].*

нии более, чем в 2 раза, в США более, чем в 4 раза. Это свидетельствует о значительных перспективах роста электропотребления населением и сферой услуг с дальнейшим развитием экономики и повышением уровня и качества жизни населения в России.

Новая парадигма электроснабжения, продекларированная в разрабатываемой Энергетической стратегии России до 2035 года, направлена на обеспечение качественного соответствия потребительских услуг и используемых энергоносителей, она принципиально отличается от ранее действовавших целевых установок, которые в большей мере были ориентированы на количественное удовлетворение баланса спроса и предложения. Существенную значимость приобретает уровень комфорта, повышение разнообразия и мощности приборов и других приемников электроэнергии, технологические инновации как в производственной сфере, так и в быту. При этом качество и уровень жизни все больше будут определяться эффективностью использования энергии. Активно будет происходить замена материало- и энергоемких приборов на более экономичные устройства (ламп накаливания на светодиоды, нагревательных печей на микроволновые печи, холодильников, телевизоров на более энергоэфективные их аналоги и др.), широкое применение найдут аккумуляторные, телекоммуникационные средства [19].

Градостроительная политика в перспективе будет ориентирована на более интенсивное развитие жилой малоэтажной застройки на свободной территории, что будет способствовать развитию использования ВИЭ, систем хранения электрической энергии, появлению активных потребителей, самостоятельно управляющих собственным электропотреблением в зависимости от ценовых условий на розничном рынке электроэнергии [20].

Перспективное изменение в потреблении электроэнергии домохозяйствами будет зависеть от соотношения темпов роста доходов населения и стоимости электроэнергии, достижения нового уровня насыщения домашних хозяйств бытовой электротехникой, будущих условий снабжения электрической и тепловой энергией. Есть все основания прогнозировать, что дальнейшая электрификация страны принесет в перспективе новые возможности повышения качества жизни в России.

Литература

1. Академический словарь. URL: http://dic.academic.ru/dic.nsf/ruwiki/220971(дата обращения 14.12.2016).

2. Ковынева О.А. Управление качеством жизни населения: монография / О.А. Ковынева, Б.И. Герасимов ; под науч. ред. д-ра экон. наук, проф. Б.И. Герасимова. – Тамбов : Изд-во Тамб. гос. техн. ун-та, 2006. – 88 с.

3. Харитонова Т.В., Мастерских И.П. Исследование качества жизни населения в Российской Федерации //«Экономика и предпринимательство» ФГОУВПО «Российский государственный университет туризма и сервиса» URL: http://www.cfin.ru/press/practical/2009-06/01.shtml (дата обращения 14.12.2016).

4. IEA STATISTICS. Electricity Information. 2015,OECD/IEA, Paris Cedex 15, France.

5. Curbing Global Energy Demand Growth: The Energy Productivity Opportunity. McKinsey Global Institute. URL: www.mckinsey.com/mgi (дата обращения 14.09.2016).

6. Регионы России. Социально-экономические показатели. 2015: Стат. сб. / Росстат. М., 2015. 1266 с.

7. Аналитики дают прогноз жилью в 2010 году. URL: http://realty.vz.ru/forecast/2010/1/11/1528.html (дата обращения 13.09.2016).

8. Statistical Handbook of Japan 2016. Statistics Bureau Ministry of Internal Affairs and Communications Japan. URL: http://www.stat.go.jp/english/data/handbook/index.htm (дата обращения 14.09.2016).

9. International Energy Outlook-2016 URL:http://www.eia.gov/forecasts/ieo/ (дата обращения 14.09.2016).

10. Медведева Е.А., Никитин В.М. Энергопотребление и уровень жизни. – Новосибирск: Наука. Сиб. отд., 1991. – 137 с.

11. Фридрих Б. Электрическая медицина // Газета «Энергетика и промышленность России» № 12 (176) июнь 2011 года. URL: http://www.eprussia.ru/epr/176/13105.html. (дата обращения 14.12.2016).

12. International Energy Outlook-2013 URL: http://www.eia.gov/forecasts/ieo/ (дата обращения 14.12.2016).

13. Кучеров Ю.Н., Федоров Ю.Г. Концептуальные направления развития энергетической инфраструктуры «умного» города. //Энергетическая политика. – Вып. 5. – 2014. – с. 64-71.

14. Что такое «умный» город? URL:https://itunews.itu.int/ru/Note.aspx?Note=4231 (дата обращения 14.12.2016).

15. Регионы России. Социально-экономические показатели. 2015: Стат. сб. / Росстат. М., 2015. 1266 с.

16. Japan Energy Conservation Handbook 2013. The Energy Conservation Center, Japan. http://www.asiaeec-col.eccj.or.jp/databook/2013/handbook13.pdf (дата обращения 14.09.2016).

17. Агеева Е.В., Коган Ю.М. Потребление электроэнергии и электрификация в России (1990-2007 гг.) // Энергетик, 2008, № 10, с. 7-11.

18. Проект Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035. [Электронный ресурс] / Министерство энергетики РФ. – Режим доступа. URL: http://minenergo.gov.ru/node/1920 (дата обращения: 01.01.2016).

19. Обоснование развития электроэнергетических систем: Методология, модели, методы, их использование / Н.И. Воропай, С.В. Подковальников, В.В. Труфанов и др.; отв. ред. Н.И. Воропай. – Новосибирск: Наука, 2015. – 448 с.

20. Воропай Н.И., Осак А.Б. Электроэнергетические системы будущего//Энергетическая политика. – Вып. 5. – 2014. – С. 60-64.

2.3. Электровооруженность промышленности как фактор качественного скачка в росте производительности труда

Электрификация промышленного производства зависит от закономерностей развития техники и технологий на различных этапах экономического развития. Уровень и темпы роста промышленного электропотребления определяются многими факторами: масштабами промышленного производства, его отраслевой и технологической структурой, эффективностью применения электрической энергии по сравнению с другими энергоносителями и др.

Применение электрических технологий обеспечивает значительное повышение производительности труда, способствует повышению качества продукции, позволяя получать не только новые материалы и продукты с заданными свойствами, но и экономить материальные и трудовые ресурсы, и снижать вредное воздействие производства на окружающую среду. Широкое внедрение электротехнологий оказывает влияние на рост технологической электровооруженности труда – показатель, отражающий отношение потребляемой в производстве электроэнергии к живому труду.

Возникновение электротехнологий неразрывно связано с первыми открытиями в области электричества. В 1802 г. русский ученый, академик В.В. Петров построил уникальную батарею высокого напряжения из 2100 медно-цинковых элементов и открыл явление электрической дуги, обосновав возможность ее применения для плавки металлов, электроосвещения и восстановления металлов из окислов.

После создания в 70-80-х годах XIX в. экономичных генераторов постоянного тока и разработки инженером-электротехником М.О. Доливо-Добровольским синхронных генераторов трехфазного тока начинают быстро развиваться такие энергоемкие электротехнологические процессы, как производство алюминия, осваиваются методы получения карбида кальция для химической промышленности. Электротехнологические методы начинают применяться и для выплавки высококачественных сталей. Этому способствовало появление электрометаллургических и электрохимических производств, основанных на применении электрических печей. В то же самое время электрохимия, электрометаллургия и электротермия вошли в тесное взаимодействие. Со временем эти направления электротехники выделились в самостоятельные отрасли науки и техники.

С годами знания человека об электричестве углублялись, а сфера применения электрических и магнитных явлений непрерывно расширялась. Пионерные работы 19-го столетия указали путь проникновения электротехнических устройств и технологий в промышленность, которые обеспечивали электрификацию процессов труда и повышение ее производительности.

В настоящее время невозможно представить промышленное производство без электрической энергии, которая применяется для приведения в действие различных машин, механизмов и непосредственно в технологических процессах. Электрификация производственных процессов значительно снизила неблагоприятное действие многих производственных факторов на состояние здоровья работающих. Этому, в частности, способствовали применение мощных механизмов при работах, требующих большого физического напряжения, комплексная автоматизация производственных процессов, герметизация оборудования и применение замкнутых и оборотных технологических циклов на химических и перерабатывающих предприятиях, дистанционное управление и контроль.

Отечественная промышленность остается крупнейшим потребителем электроэнергии. За период 2000-2013 гг. среднегодовые темпы роста промышленного производства в несколько раз опережали темпы промышленного электропотребления, в результате чего электроемкость промышленности снизилась почти в 1,5 раза. За данный период электровооруженность труда в промышленности увеличилась на 23%, а производительность труда – более чем в 1,8 раза при сокращении численности занятых в производстве приблизительно на 11% (табл. 2.3.1).

В последние годы во всех отраслях промышленности, кроме целлюлозно-бумажной, наблюдался устойчивый рост электровооруженности труда, который сопровождался увеличением производительности оборудования, автоматизацией производственных процессов, укрупнением промышленных мощностей отдельных предприятий и машин и др. Наиболее высокими темпами она росла в добывающих отраслях 6,4% в год. Самая высокая электровооруженность труда – в металлургии, самая низкая – в легкой промышленности (табл. 2.3.2). Электровооруженность труда неразрывно связана с энергоэффективностью технологий.

По уровню электровооруженности труда в обрабатывающей промышленности Россия отстает от стран со схожей производственной структурой более чем в 2 раза. Это объясняется, прежде всего, незавер-

Таблица 2.3.1

Динамика основных показателей в промышленности России

Показатели	2000 г.	2005 г.	2010 г.	2013 г.
Потребление электроэнергии*, млрд кВт·ч	456	490	517	506
Производство промышленной продукции в ценах 2005 г., млрд руб.	9076	12400	13600	14800
Электроемкость промышленной продукции, кВт·ч./тыс. руб.	50,2	39,5	38,0	34,0
Численность занятых, млн чел.	14,5	14,3	13,3	13,1
Электровооруженность труда, кВт·ч/занятого	31,4	34,3	38,9	38,6
Производительность труда, руб./занятого	624	784	1023	1130

Источник: *составлено по [1].*
* – включая электроэнергетику.

Таблица 2.3.2

Электровооруженность труда в промышленности России, тыс. кВт·ч/занятого

Отрасль промышленности, производство, ВЭД	2005 г.	2010 г.	2013 г.
Добыча полезных ископаемых	90,4	129,8	147,2
Обрабатывающие производства	37,3	49,7	53,7
Металлургия	131,8	179,0	184,3
Химический комплекс	69,0	92,9	110,8
Целлюлозно-бумажная	102,4	89,1	95,0
Машиностроение	12,0	12,4	12,8
Пищевая	12,4	15,0	17,8
Легкая	5,7	9,8	10,1

Источник: *составлено по [1].*

шенностью процессов электрификации особенно в химическом комплексе, машиностроении, производстве стройматериалов и др., а также низкой долей переработки вторичного сырья в производстве алюминия, черных металлов, бумаги, стекла (рециклинг).

В современной структуре электропотребления промышленности Японии, США и Германии преобладают высокотехнологичные отрасли: машиностроение и химическая промышленность (в 2013 г. их доля составляла приблизительно 30-45%), а в Канаде, Финляндии и России доминируют такие электроемкие отрасли, как черная и цветная металлургия, целлюлозно-бумажная промышленность, добывающие отрасли (табл. 2.3.3).

В России самой электроемкой отраслью является *цветная металлургия*, на ее долю приходится около 30% общей электроэнергии, потребляемой в промышленности. Основное количество электроэнергии расходуется на электролиз алюминия (более 70% отраслевого потребления электроэнергии), никеля, магния и на электротермические процессы.

Сравнение российских показателей с зарубежными показывает, что электроемкость производства первичного алюминия на российских предприятиях составляет от 14,5 тыс. кВт·ч/т на предприятиях с новыми технологиями и 18,3 тыс. кВт·ч/т – со старыми технологиями, в других странах она варьируется в интервале 14,3-15,6 тыс. кВт·ч/т, например, в США – 15,2 тыс. кВт·ч/т. Лучший зарубежный показатель электроемкости составляет 12-13 тыс. кВт·ч/т [3, 4]. Несмотря на то, что за 2000-2014 гг. технологический разрыв с лучшими зарубежными показателями несколько сократился, тем не менее Россия еще отстает от передовых стран по использованию электролизеров с обожженными анодами и производству цветных металлов из вторичного сырья. Доля вторичных цветных металлов в России составляет не более 5-10% процентов от общего выпуска продукции и в основном это вторичный алюминий. Так, в 2006 г. в США 30-37% алюминия производилось из вторичного сырья, в европейских странах ОЭСР — 30-33%, в Японии — 90-97% [4].

Черная металлургия занимает второе место по электропотреблению в промышленности России (около 25% суммарного электропотребления промышленности). Наиболее электроемкими являются производства стали и проката (около 20% от суммарного электропотребления отрасли). За период 2000-2013 гг. отмечается положительная динамика изменения структуры производства стали в России (табл. 2.3.4). Доля стали, произведенной энергоэффективными и ресурсосберегающими технологиями возросла почти в 3 раза. В 2013 г. в России доля кислородно-конвертерной стали составляла 66,8%, мартеновской – 3,7%, электростали – 28,3%; для сравнения в США – соответственно 57%, 0%,

Таблица 2.3.3

Структура потребления электроэнергии в промышленности в 2013 г.,%

Отрасль промышленности, производство	США	Канада	Япония	Германия	Финляндия	Россия
Черная металлургия	5,5	5,0	24,6	11,7	8,4	9,6
Цветная металлургия	8,1	27,4	5,6	5,8	5,1	15,9
Химический комплекс	13,1	9,2	17,9	23,0	11,9	6,2
Целлюлозно-бумажная	7,0	20,5	10,8	9,9	50,6	6,4
Машиностроение	16,6	1,4	25,9	16,5	6,9	3,6
Прочие	49,7	36,5	15,2	33,1	17,1	41,7

Источник: *составлено по [2].*

и 43%, в Японии – 74%, 0% и 26%, Германии – 69%, 0% и 31% (2006 г.); доля стали, разлитой на машинах непрерывного литья, в России – 82%, Японии – 98%, США – 97%, Германии – 96% [1, 5].

Химический комплекс России, занимающий третье место по потреблению электроэнергии, существенно отстает по показателям развития от мировых лидеров: по объемам производства продукции от США – почти в 8 раз, Японии – более, чем в 5 раз, Германии – в 3,5 раза;

Таблица 2.3.4

Изменение структуры производства стали в России,%

Технологии	Россия		
	2000 г.	2008 г.	2013 г.
Сталь – всего, в том числе:	100	100	100
мартеновских печах	51	14	3,7
конверторах	33	57	66,8
электропечах	13	28	28,3
вакуумно-индукционных печах	-	-	0,008
плазменно-дуговых печах	-	-	1,1
Доля непрерывной разливки стали	51	68	82

Источник: *составлено по [1].*

по производительности труда – почти в 7 раз от США и Японии [6]. Отечественная химическая промышленность характеризуется также энергоемкой отраслевой структурой, в которой преобладают продукты с невысокой добавленной стоимостью, а также полупродукты низкой степени обработки (до 40%), в основном идущие на экспорт в качестве сырья. Отсталые технологии и высокий износ основного оборудования ведут к нерациональному использованию электроэнергии и других энергоресурсов.

Расширение процессов электрификации труда и технологических инноваций в отраслях промышленности обеспечивают устойчивый рост электропотребления в промышленности и увеличение ее доли в структуре энергоносителей (табл. 2.3.5).

Общей мировой тенденцией является снижение электропотребления промышленности на единицу ВВП под влиянием структурных изменений, совершенствования технологических процессов, внедрения более эффективного оборудования и других факторов (рис. 2.3.1).

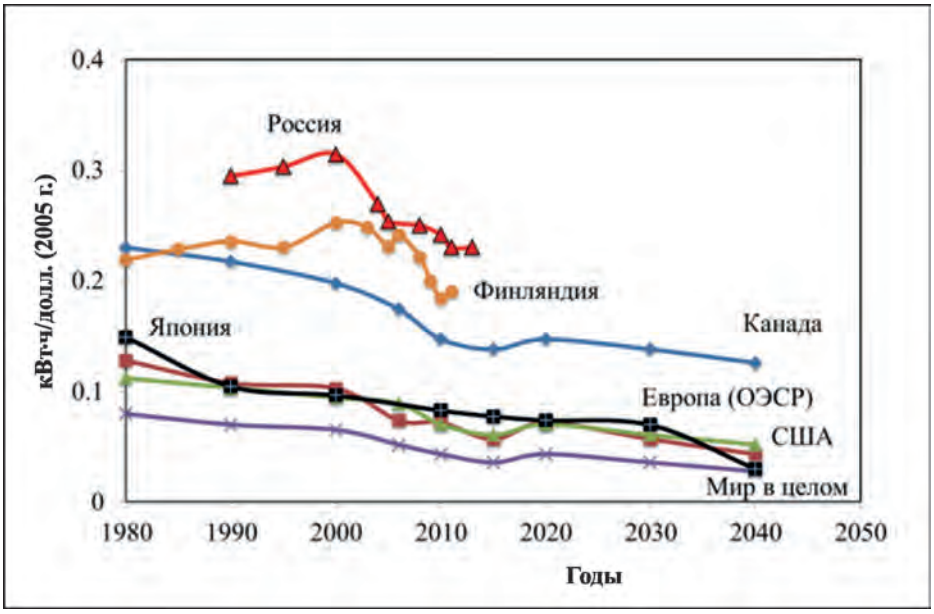
Согласно прогнозу, в металлургии США ожидается увеличение удельного веса вторичных металлов в общей выплавке (рециклинг), что позволит сэкономить до 90-95% первичной энергии, но приведет к повышению электроемкости сталелитейной и алюминиевой промышленности. На производство «тяжелой» нефти также потребуется дополнительный расход электроэнергии, а это вызовет повышение отраслевой электроемкости за рассматриваемый период на 12% [7]. Прогнозируемая динамика изменения электроемкости отдельных отраслей промышленности США (для базового сценария) показана на рис. 2.3.2. Повышение электроэффективности в отраслях промышленности в значительной степени обеспечивается внедрением новых технологий (табл. 2.3.6).

Таблица 2.3.5

Доля электроэнергии в структуре энергопотребления промышленности,%

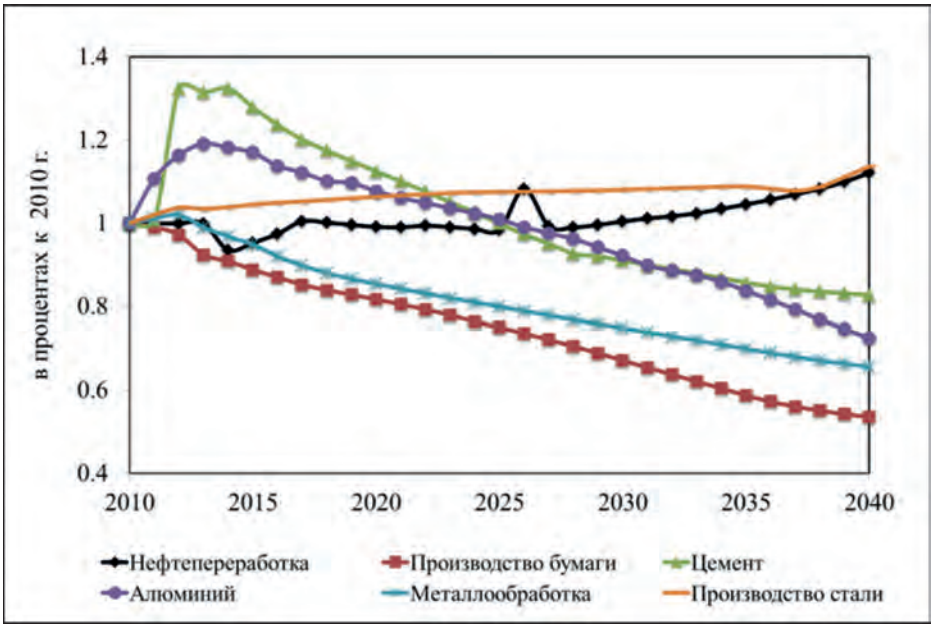
Страны	Отчет		
	1980 г.	1990 г.	2013 г.
Европа ОЭСР	21,0	27,0	33,9
Финляндия	32,7	31,1	32,0
США	16,5	26,2	27,8
Канада	23,4	30,6	31,3
Япония	31,0	28,4	28,0
Германия	21,5	28,8	34,5

Источник: *составлено по [2].*



Источники: *[7-9] и расчеты авторов.*

Рис. 2.3.1. ***Изменение электроемкости промышленности на единицу ВВП (базовый сценарий)***



Источники: *рассчитано по [7, 10].*

Рис. 2.3.2. ***Прогноз изменения электроемкости отдельных отраслей в промышленности США (базовый сценарий)***

Таблица 2.3.6

Прогноз электроемкости новых технологий в США на 2035 г.

Отрасль промышленности, производство	В процентах к существующим в 2006 г.		Среднегодовой темп снижения электроемкости,% (2006-2035 гг.)	
	Сценарий 1*	Сценарий 2*	Сценарий 1	Сценарий 2
Металлообработка	33	27	-1,9	-2,5
Тяжелое машиностроение	33	27	-1,9	-2,5
Электроника и компьютеры	49	44	-1,0	-1,3
Электрооборудование	49	44	-1,0	-1,3
Химическое производство	72	81	-0,5	-0,2
Производство пластмасс	46	42	-1,0	-1,2
Производство целлюлозы	94	87	0,0	-0,2
Производство бумаги	66	92	-0,9	0,1

Примечание: * сценарий 1 – базовый, сценарий 2 – с максимальным использованием высоких технологий (не зависящим от экономической целесообразности).
Источник: *составлено по [10].*

В ближайшем будущем можно ожидать расширения и углубления электрификации промышленного производства, связанной с развитием электронной техники, микротехники, приборостроения, робототехники, нанотехнологий, информационных технологий, средств связи и т.д.

В долгосрочной перспективе становится реальным внедрение прорывных технологий. В металлургии – это процессы прямого получения стали из руды (процессы «руда-сталь»), использование плазменной технологии для плавления лома вместо дуговых электропечей, применение электронных печей, лазерных установок, расширение производства композитных материалов, развитие порошковой металлургии, создание базовых материалов на основе «виртуальной» металлургии и др. В химическом комплексе – это развитие «нанохимии» – новой межотраслевой технологии, интегрирующей последние достижения физики, химии и биологии. Электрохимия и нанотехнологии позволят создавать новые материалы и конструкции с заданными свойствами (смарт-материалы, композиты, биметаллы, материалы в метаста-

бильном состоянии, продукты, полученные на основе поверхностной инженерии). При этом все возможные физико-химические реакции основаны на использовании процессов преобразования одних видов электрической энергии в другие [11].

Ключевыми тенденциями в промышленности станут повышение энергоэффективности промышленных установок, использование вторичных ресурсов, внедрение технологий утилизации промышленных отходов, развитие интеллектуальных технологий.

Переход к новому «электрическому миру» означает, что конечным видом энергии практически для всех потребителей станет электроэнергия [12]. Дальнейшая электрификация процессов труда и технологий позволит увеличить производительность производственных процессов, гигиену и культуру труда, охрану окружающей среды [13].

Литература

1. Промышленность России Росстат. 2010-2014 / Росстат. М., 2015. 320 с.

2. World Electricity Information // International Energy Agency OECD/ IEA, Paris, 2015.

3. Bashmakov I., Borisov K., Dzedzichek M., Gritsevich I., LuninA. Resource of energy efficiency in Russia: scale, costs and benefits / CENEf, Developed for the World Bank. Moscow, 2008.

4. Worrel E., Neelis M., Price L., Galitsky C., Nan Z. WorldBest Practice Energy Intensity Values for Selected Industrial Sectors / Ernest Orlando Lawrence, Berkeley National Laboratory. USA, 2007.

5. World Trends in Energy Use and Efficiency. IEA/OECD, Paris, 2008.

6. Bashmakov I. Driving industrial energy efficiency in Russia, Moscow. 2013. – 142 P.

7. Annual Energy Outlook 2013 with Projections to 2040. – US Energy Information Administration, Washington, April 2013. [Электронный ресурс] Режим доступа: http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/0383 (2013).pdf.

8. World Energy Outlook 2015 / International Energy Agency OECD/ IEA, Paris, 2015.

9. Топливно-энергетический комплекс Финляндии: состояние и перспективы сотрудничества с Россией. [Электронный ресурс] Режим доступа: http://rosenergo.gov.ru/upload/0007.pdf.

10. The National Energy Modeling System / Industrial Demand Module Washington: Energy Information Administration. [Электронный ресурс] Режим доступа: http://www.eia.gov/forecasts/aeo/assumptions/pdf/industrial.pdf

11. Бушуев В.В., Кучеров Ю.Н. Инновационное развитие электроэнергетики России // Энергетическая политика. 2014. № 6. С. 66-71.

12. Бушуев В.В., Громов А.И. Новая энергетическая цивилизация: структурный образ возможного будущего // Энергетическая политика. 2013. № 1. С. 14-24.

13. Троицкий А.А. Ключевые перспективы электроэнергетики России // Энергетическая политика. 2014. № 1. С. 22-27.

2.4. Электрификация транспорта – экономические, экологические и социально-психологические аспекты

Постановка проблемы

Колесный транспорт стоит на пороге глобальных перемен, связанных с внедрением автономной электрической тяги. Причем речь идет не только о легковом автомобильном транспорте – бортовой накопитель энергии в совокупности с электроприводом позволяет добиться многих преимуществ и на общественном транспорте, и на железных дорогах.

Наличие системы автономного хода, основанной на энергии аккумуляторных батарей, в последние годы стало обязательным требованием при проведении закупок новых троллейбусов [1], литий-ионные батареи внедряются в качестве части гибридной силовой установки на российском железнодорожном транспорте [2], желание избавиться от контактной сети приводит к появлению трамваев на аккумуляторном ходу [3].

Появление значительного парка транспортных средств, имеющих аккумуляторную батарею, в обозримой перспективе приведет к тому, что потребление углеодородного топлива будет сокращаться, развитие автомобильного транспорта станет тесно связано с развитием электрических сетей.

При этом электротранспорт не только будет становиться все более крупным потребителем электроэнергии – при определенном масштабе внедрения станет возможным также использование бортовых накопителей электроэнергии транспорта в качестве средства регулирования электрических сетей. В англоязычной литературе эта концепция получила название «vehicle-to-grid».

Определенную роль электротранспорт может сыграть и с точки зрения снижения антропогенных выбросов углекислого газа в атмосферу. Для оценки возможного влияния электротранспорта сравнивают его интегральную энергоэффективность с эффективностью автомобилей с двигателем внутреннего сгорания, так называемую величину «well-to-wheel». Она показывает, сколько необходимо потратить углеводородного топлива для совершения автомобилем 1 км пробега, причем учитываются все энергозатраты, включая добычу нефти из скважины, ее переработку и производство бензина, его доставку до АЗС и сжигание в двигателе. Аналогичную цепочку строят для электромобиля с

той разницей, что на определенном этапе от углеводородного топлива осуществляется переход на транспортировку, хранение и использование электроэнергии.

Очевидно, что «углеродная» эффективность электромобиля при подобном сравнении будет зависеть от доли неуглеродных источников электроэнергии в энергобалансе рассматриваемого государства – ГЭС, АЭС, солнечных и ветряных электростанций. Часть потребляемой для движения электромобиля энергии будет потребляться от неуглеродных источников электроэнергии, и чем больше будет их доля в энергобалансе, тем меньшее количество углекислого газа будет поступать в атмосферу в расчете на 1 км пробега электромобиля.

Наконец, электрический транспорт автономного хода – это одновременно символ и драйвер перемен в социальном восприятии транспорта. Если сейчас городской транспорт ассоциируется в первую очередь с пробками, загрязнением воздуха и шумом, то тихий и «зеленый» электромобиль – это практически полная противоположность. До настоящего времени электрические автомобили пока еще заметно дороже традиционных автомобилей, но разница в цене с годами снижается, и стоит ей опуститься ниже определенного порога, как распространение нового поколения транспорта примет лавинообразный характер.

Экономика электрической тяги

Рельсовый транспорт. Хотя Россия и отстает от многих стран по темпам распространения электромобилей, она обладает одним из крупнейших парков рельсового электрического транспорта, который отвечает за потребление около 5% от всей вырабатываемой в стране электроэнергии. Приведенные в Энергетической стратегии ОАО «РЖД» [4] сведения позволяют в схожих условиях сравнить удельные показатели затрат на электровозную тягу и тягу дизельных локомотивов.

Согласно данным за 2010 г., расходы на дизельное топливо, затраченное на тягу поездов, составили 26,6% от общих затрат, или 39,2 млрд рублей. Расходы на электроэнергию, затраченную на тягу поездов, составили 52,5% от общих затрат, или 77,4 млрд рублей.

При этом объем грузовой работы, выполненной поездами на дизельной тяге, составил за 2010 г. 561 млрд т·км брутто, а поездами на электрической тяге – 3325 млрд т·км брутто. Из этого следует, что на каждый млрд т·км брутто при использовании дизельного топлива затрачивается около 70 млн рублей, а при использовании электрической тяги – лишь 23,3 млн рублей, то есть в 3 раза меньше.

С точки зрения энергетической эффективности преимущество не столь существенно, однако и здесь электротранспорт обеспечивает намного более высокую эффективность. Согласно данным ОАО «РЖД» за 2010 г., удельный расход электроэнергии на выполнение 10 тыс. т·км брутто транспортной работы составил 115,1 кВт·ч (табл. 2.4.1).

Таблица 2.4.1

Динамика удельного расхода ТЭР на тягу поездов на железных дорогах ОАО «РЖД» в 2003-2010 годах

Удельный расход ТЭР на тягу поездов	Годы							
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Электроэнергия, кВт·ч/10 тыс. т·км брутто	119,7	119,1	117,7	117,2	116,4	115,4	115,7	115,1
Дизельное топливо, кг у.т./ 10 тыс. т·км брутто	68,6	68,3	67,8	67,1	67,0	66,9	66,3	64,1

Источник: *Энергетическая стратегия ОАО «РЖД».*

Локомотивы на дизельной тяге для выполнения такого же количества транспортной работы затратили в среднем 64,1 кг условного топлива. Для сопоставления энергозатрат требуется привести тепловую энергию сгорания условного топлива к эквивалентной электрической энергии. Согласно данным Росстата [5], удельный расход топлива на тепловых электростанциях составлял в 2010 г. 0,33 кг условного топлива на 1 кВт·ч. Это означает, что из 64,1 кг условного топлива могло быть произведено 194 кВт·ч электроэнергии – на 69% больше, чем требуется электрическим локомотивам для выполнения аналогичного объема транспортной работы.

Приведенные соотношения показывают, что в сопоставимых единицах энергетические затраты на дизельную тягу в 1,7 раз больше, чем затраты на электрическую тягу. Даже если учесть, что часть электроэнергии, произведенной на электростанциях, в процессе передачи на тяговые подстанции ОАО «РЖД» необратимо теряется, уровень этих потерь заведомо ниже, чем 69%.

Таким образом, при нынешнем уровне развития технологий и в сопоставимых прочих условиях электрический транспорт неавтономной тяги является значительно более выгодным как с энергетической, так и с экономической точки зрения. Недостатком же такого подхода яв-

ляется необходимость создать и поддерживать в исправном состоянии контактную сеть и систему тяговых подстанций.

Колесный транспорт. В отношении экономической целесообразности приобретения и эксплуатации легковых электромобилей ситуация в настоящее время практически полностью находится в зависимости от государственной политики как непосредственно в отношении электротранспорта, так и экономической политики в целом.

Рассмотрим затраты на приобретение и эксплуатацию мирового лидера продаж среди электромобилей – Nissan Leaf – в таких странах как Германия, Норвегия, Россия и США. Поскольку меры поддержки электромобилей и цены на топливо/электроэнергию в разных штатах отличаются, оценим ситуацию в Калифорнии, на которую приходится около 47% всех проданных в США электромобилей [6].

В табл. 2.4.2 приведены данные по стоимости электроэнергии, бензина [7-11], а также по тем мерам государственной поддержки электромобилей, которые для потребителя означают прямую экономию на тех или иных затратах [12-16].

Особенностью Германии в ряду рассмотренных стран является самая высокая цена на электроэнергию для домохозяйств – примерно в 2 раза выше, чем в Норвегии и США, и в 5 раз выше, чем в России. Эта особенность объясняется наличием в Германии платежа на развитие возобновляемой электроэнергетики. Для поддержки развития солнечной и ветровой энергетики применяется повышенный стимулирующий тариф, по которому сети обязаны покупать электроэнергию от возобновляемых источников. Финансирование этого тарифа полностью переложено на домохозяйства, причем этот платеж в чеке за электроэнергию выделяется отдельной строкой.

Норвегия среди рассмотренных стран выделяется самой высокой ценой на бензин, что совершенно нехарактерно для нефтедобывающих стран. Тем не менее нацеленность правительства Норвегии на поддержание высоких социальных стандартов и повышенное внимание к вопросам охраны окружающей среды в нефтедобыче и нефтепереработке привели к налоговой политике, обуславливающей самый высокий уровень цен на бензин в мире после Гонконга.

Россия и США имеют схожий уровень цен на бензин, однако электроэнергия в России в 2,5 раза дешевле, чем в Норвегии и США, что в значительной степени является следствием двукратной девальвации рубля по отношению к мировым валютам за последние годы.

Таблица 2.4.2

Цены на электроэнергию и бензин, меры государственной поддержки электромобилей

Страны	Электроэнергия, за 1 кВт·ч	Бензин, литр	Монетарные меры поддержки потребителей
Германия	0,327	1,38	Субсидия на приобретение электромобиля 5500 долл.
Норвегия	0,167	1,70	- Нулевая регистрационная пошлина (может составлять десятки% от цены автомобиля) - Нулевой дорожный налог - Бесплатный проезд по платным дорогам
Россия	0,062	0,58	Нет
США, Калифорния	0,153	0,62	- Федеральный налоговый вычет при покупке электромобиля 7500 долл. - Субсидия от штата Калифорния на приобретение электромобиля до 4000 долл.

Оценим, что дают приведенные отличия для потенциального покупателя электромобиля в рассматриваемых странах, по сравнению с приобретением аналогичного автомобиля с бензиновым двигателем. В расчет годовых затрат на топливо заложены следующие предположения:

- средний расход бензина на 100 км пробега – 8 литров;
- средний расход электроэнергии на 100 км пробега – 21 кВт·ч;
- годовой пробег составляет 15 тыс. км.

За счет различий в таможенной и налоговой политике цены на один и тот же автомобиль в разных странах могут существенно отличаться [17-19].

В Германии, России и США бензиновый автомобиль, являющийся ближайшим аналогом Nissan Leaf по потребительским свойствам, стоит 14-15 тыс. долл. (табл. 2.4.3). В Норвегии за счет высокого единовременного регистрационного сбора цена обычного автомобиля намного выше – 22,5 тыс. долларов.

Стоимость электромобиля Nissan Leaf на рынках Германии, Норвегии и в Калифорнии с учетом имеющихся мер государственной поддержки составляет 19-23 тыс. долл., в то время как в России такой же автомобиль обойдется потребителю в 32,3 тыс. долларов. Причем официальные поставки Nissan Leaf в Россию не осуществляются, так что автомобиль придется везти в инициативном порядке под заказ.

Таблица 2.4.3

Цены приобретения и годовые расходы на автомобиль и электромобиль

Страны	Автомобиль		Электромобиль		
	Цена	Годовые затраты на топливо	Цена с учетом гос. поддержки	Годовые затраты на топливо	Экономия на налогах, платных дорогах и пр.
Германия	15 390	1 660	20 200	1 030	300
Норвегия	22 470	2 040	23 760	520	1 250
Россия	15 380	700	46 150	190	0
США, Калифорния	14 230	740	20 680	480	0

Итоговые данные по разнице в стоимости приобретения между электрическим и бензиновым автомобилем, годовой экономии и условному сроку окупаемости приведены в табл. 2.4.4.

Наибольшую годовую выгоду от использования электромобиля получит житель Норвегии, где экономия на топливе и регулярных налогах и сборах составит в год более 2700 долл. в то время как наименьший эффект имеет место в США, где топливная экономия является единственным имеющим денежное выражение плюсом от перехода на электрическую тягу, и составляет она, при нынешних ценах на нефть, около 260 долл. в год.

Полученные данные наглядно объясняют феномен рынка Норвегии, где почти каждый третий проданный в 2016 г. автомобиль является электромобилем. Когда разница в цене между бензиновым автомобилем и электромобилем составляет 1300 долл., а годовая экономия от перехода на электрическую тягу – 2760 долл., потребители готовы закрыть глаза на такие недостатки электромобиля, как малый запас хода и сравнительно низкая распространенность зарядной инфраструктуры.

Вполне объяснимы с экономической точки зрения и результаты продаж электромобилей в Германии и России.

Таблица 2.4.4

Экономические отличия и доля электромобилей на рынке разных стран

Страны	Разница в цене приобретения, долл.	Годовая экономия, долл.	Срок окупаемости, лет	Доля электро-мобилей на рынке в 2016 г.,%
Германия	4 810	930	5	0,7
Норвегия	1 290	2 760	0,5	29,0
Россия	16 920	500	34	0,0
США, Калифорния	4 950	260	19	3,7

В Калифорнии, где экономическая целесообразность использования электромобиля находится примерно на том же уровне, что и в России, доля этого вида транспорта в структуре автомобильных продаж весьма высока – 3,7%. И это именно тот случай, когда немонетарные меры стимулирования оказывают на потребителя более высокое воздействие, чем соображения экономического характера.

Причинами столь активного внедрения электромобилей в Калифорнии, по мнению [20], является активная государственная и муниципальная поддержка электротранспорта. Так, количество зарядных станций на душу населения в Калифорнии примерно в 5 раз выше, чем в среднем по США. Владельцы электромобилей имеют право бесплатно пользоваться парковками, двигаться по выделенным полосам движения. Власти оказывают поддержку при создании зарядной инфраструктуры возле рабочих мест и образовательных учреждений, стимулируют развитие сервисного обслуживания электромобилей и пр.

Кроме того, в Калифорнии весьма развита солнечная энергетика в частных домохозяйствах, и фактическая экономия на топливных затратах при использовании собственной электроэнергии может быть выше, чем при потреблении энергии из сети.

Таким образом, приведенные данные подтверждают тезис о критической зависимости темпов продаж электромобилей от государственной политики. Причем пример Норвегии свидетельствует о силе чисто экономических стимулов, в то время как пример Калифорнии демонстрирует возможности немонетарных мер поддержки, которые хотя и требуют финансовых вложений со стороны государственных или муниципальных властей, но не несут денежной выгоды для покупателя.

Экологический эффект

Проблема загрязнения окружающей среды со временем становится все актуальнее, а в крупных городах автомобильный транспорт в структуре источников загрязнения воздуха занимает 80-90%. В таких условиях идея об экологически чистом транспорте неизменно будет находиться в фокусе внимания. Электромобиль использует для движения электроэнергию, которая не только может производиться на значительном удалении от места эксплуатации электромобиля, но и быть безуглеродной по происхождению – например, поступать от атомных или гидроэлектростанций. Именно поэтому электромобили как нельзя лучше подходят в качестве решения проблемы загрязнения воздуха в мегаполисах.

Однако интегральная энергоэффективность и экологическая чистота электромобиля в сравнении с бензиновым автомобилем неочевидна. С одной стороны, КПД электродвигателей в разы выше КПД самых современных двигателей внутреннего сгорания. С другой стороны, прежде чем привести электромобиль в движение, электроэнергию нужно запасти в батарее, а до того – передать по сетям от электростанции до зарядного устройства, а перед этим – добыть и доставить топливо на электростанцию, чтобы превратить его в электроэнергию с КПД в лучшем случае около 60%, а в среднем – на уровне 35-40%. Все эти звенья энергетической цепи сопряжены с безвозвратными потерями энергии. Впрочем, это соображение справедливо и для бензинового автомобиля, бензин для которого также требует определенных энергозатрат, прежде чем он окажется в автомобильном баке.

Выполним оценочный сравнительный расчет энергоффективности современного электрического и бензинового автомобиля в условиях России. Расчет опирается на следующие исходные данные:

- Среднее потребление топлива современного легкового автомобиля при движении в городском цикле – 8 л/100 км.
- Среднее потребление электроэнергии для электромобиля – 21 кВт·ч/100 км.
- Доля тепловой энергетики в структуре российской электрогенерации – 68,4% [21].
- Доля природного газа в топливном балансе тепловой электрогенерации – 73% [22].
- Средний расход условного топлива на производство электроэнергии – 320 г/кВт·ч [5].

- Коэффициент перевода каменного угля в условное топливо по массе – 0,7.
- Коэффициент перевода природного газа в условное топливо – 1,15 кг у.т./м^3.
- Содержание углерода в каменном угле по массе – 82%.
- Содержание углерода в природном газе по массе – 75%.
- Содержание углерода в бензине по массе – 84,2%.
- Масса углекислого газа, образующегося при сжигании 1 кг углерода – 3,67 кг.
- Плотность природного газа – 0,75 кг/м^3.
- Плотность бензина – 0,75 кг/л.
- Энергозатраты на производство бензина от добычи нефти до продажи на АЗС – около 15% от энергоемкости бензина.
- Уровень потерь в электросетях – 10% [23].
- КПД процесса зарядки литий-ионной аккумуляторной батареи – 85%.

На 100 км пробега традиционный автомобиль с бензиновым ДВС затратит 8 л. бензина. Масса сгоревшего при этом углерода составит:

$$8 \cdot 0{,}75 \cdot 0{,}842 = 5{,}05 \text{ кг}$$

Суммарные выбросы CO_2 на 100 км пробега бензинового автомобиля с учетом энергозатрат на добычу нефти, производство, транспортировку и сбыт бензина составят:

$$5{,}05 \cdot 3{,}67 \cdot 1{,}15 = 21{,}3 \text{ кг}$$

Оценим выбросы углекислого газа для электромобиля. С учетом доли тепловой генерации в структуре выработки электроэнергии в России, равной 68,4%, и принимая для расчета, что производство электроэнергии на ГЭС и АЭС практически не создает выбросов парниковых газов, будем учитывать только 21·0,684 = 14,4 кВт·ч из потребляемой электромобилем энергии при пробеге в 100 км.

Для производства 14,4 кВт·ч электроэнергии потребуется 0,320·14,4 = 4,61 кг условного топлива. Используя распределение газа и угля в топливном балансе тепловой электроэнергетики, а также коэффициенты для перевода условного топлива в уголь и природный газ, получим, что для производства 14,4 кВт·ч электроэнергии на тепловых станциях необходимо затратить 2,23 кг угля и 2,10 кг природного газа. Сжигание этого топлива приведет к образованию CO_2:

$$(2{,}23 \cdot 0{,}82 + 2{,}10 \cdot 0{,}75) \cdot 3{,}67 = 12{,}49 \text{ кг}$$

Учтем затраты на добычу и доставку топлива на электростанцию (7% от энергоемкости), интегральные потери в электросетях (около 10%) и КПД процесса зарядки автомобильного аккумулятора (85%). Получим итоговое количество произведенного CO_2, связанное с пробегом электромобиля 100 км:

$$12{,}49 \cdot 1{,}07 \cdot 1{,}1 \,/\, 0{,}85 = 17{,}3 \text{ кг}$$

Таким образом, в современных российских условиях замена традиционного автомобиля с ДВС на электромобиль позволяет сократить интегральные затраты энергии из углеводородных источников, что приводит в конечном итоге к сокращению уровня выбросов CO_2 на 19%.

Конечно, среди всех источников CO_2 в стране автомобильный транспорт занимает второстепенную роль, однако здесь важен знак эффекта, а не его величина, поскольку основной экологический смысл в электротранспорте заключается в очищении воздушной среды городов, а не в снижении антропогенных выбросов парниковых газов.

Ожидаемый масштаб изменения спроса на электроэнергию и моторное топливо

Если экологический эффект от внедрения электротранспорта можно отнести к однозначно положительным, то изменение спроса на электроэнергию и моторное топливо при отсутствии заблаговременной подготовки к таким изменениям могут стать источником проблем для электроэнергетики, нефтеперерабатывающей, и в меньшей степени – нефтедобывающей отрасли.

Оценим возможный масштаб последствий на примере Германии – крупнейшего в Евросоюзе автомобильного рынка и одного из лидеров по общим продажам электромобилей в Европе.

Согласно статистике, уровень автомобилизации Германии, то есть количество колесных транспортных средств (грузовых автомобилей, автобусов, легковых автомобилей, не включая мотоциклы) в настоящее время составляет около 600 транспортных средств на 1000 человек населения [24].

Учитывая численность населения Германии 81,2 млн человек [25] можно оценить нынешнюю общую численность автомобильного парка Германии на уровне 48,7 млн единиц.

Для расчета объема моторного топлива, потребляемого таким парком, требуется задать удельный расход топлива и величину среднегодового пробега автомобиля.

Удельный расход топлива современных автомобилей находится на уровне 5-7 л. топлива на 100 км пробега, однако в рассматриваемом парке содержится значительная доля автомобилей, имеющих возраст более 10 лет. Кроме того, грузовики и автобусы, составляющие около 10% численности парка, имеют средний расход на уровне 20-30 л. на 100 км пробега. Учитывая приведенные обстоятельства, примем средний расход топлива за 9 л. на 100 км.

Среднегодовой пробег автомобиля в Германии составляет, согласно [26], около 13,5 тыс. км в год.

На основании сделанных оценок можно определить годовой объем потребления топлива – 59,2 млн литров, что с учетом плотности бензина и дизельного топлива соответствует около 47,3 млн тонн. Данная оценка хорошо соответствует статистическим данным по потреблению моторного топлива в Германии на уровне 48 млн тонн [27].

Предположим, что доля электромобилей в автопарке Германии составит 30% – неважно, когда именно это случится, пусть даже через 20 лет. Оценим прирост потребления электроэнергии и последствия для нефтеперерабатывающей промышленности.

За последние годы среди продающихся в Германии электромобилей лидируют модели малого класса и младшего среднего класса, для которых характерен запас хода 100-150 км и средний расход электроэнергии на уровне 20 кВт·ч на 100 км пробега [28, 29].

Если количество таких машин составит 30% от общего парка, то есть 14,6 млн единиц, то при годовом пробеге в 13500 км общий расход электроэнергии электромобилями Германии составит 39,5 тыс. ГВт·ч, а с учетом КПД зарядки батарей – 46,5 тыс. ГВт·ч будет потреблено из энергосистемы. Это составляет 7,4% от общего уровня электропотребления Германии, который равен 614 тыс. ГВт·ч [30]. Очевидно, что рост электропотребления на 7,4% на временном интервале в 15-20 лет не представляет серьезной проблемы.

С точки зрения нефтеперерабатывающей промышленности перевод 30% автомобильного парка на электрическую тягу означает падение спроса на моторное топливо на 30%, что при сохранении текущей продуктовой структуры приведет к пропорциональному сокращению объема нефтепереработки в стране.

Если же задаться целью сохранить нефтеперерабатывающую промышленность и объемы переработки на текущем уровне, структура продукции должна существенно измениться – доля моторного топлива среди всех продуктов переработки должна будет сократиться с нынешних 65% до 45%, что невозможно без серьезных инвестиций в изменение технологических процессов переработки.

Таким образом, если для электроэнергетики массовое внедрение электромобилей не представляет серьезных проблем, то для нефтепереработки это чревато либо существенным сокращением коэффициента использования существующих мощностей, либо необходимостью инвестирования в технологическое оборудование для изменения продуктовой структуры по мере сокращения спроса на моторное топливо.

Электромобиль как распределенный накопитель энергии

Германия при рассмотрении данного вопроса представляет особый интерес, поскольку активно развивает солнечную и ветровую электрогенерацию [31]. По итогам 2015 г., на солнечных и ветровых электростанциях Германии было произведено 121 ТВт·ч электроэнергии, что составляет 21% от общего объема выработки электроэнергии в стране. Столь высокая доля нестабильных и плохо прогнозируемых источников энергии ставит задачу повышения способности электроэнергетической системы к регулированию режимов , в том числе путем создания накопителей энергии, роль которых могут сыграть электромобили.

Исходя из предположения о будущей доле электромобилей в автомобильном парке Германии на уровне 30%, и сопоставим энергетические масштабы парка в 14,6 млн электромобилей и масштабы электроэнергетики Германии.

Годовая выработка электроэнергии в Германии составляет, как показано выше, 614 тыс. ГВт·ч, что соответствует суточной выработке в 1,68 тыс. ГВт·ч.

Современные электромобили обладают аккумуляторной батареей емкостью 20–80 кВт·ч. Примем для расчета среднюю емкость на уровне 30 кВт·ч. Тогда суммарная емкость батарей 14,6 млн электромобилей составит 0,44 тыс. ГВт·ч, то есть около 26% от суточного объема выработки электроэнергии в стране.

Пиковый уровень генерации в Германии составляет порядка 70 ГВт, ночной минимум – порядка 40 ГВт. При этом если хотя бы 50% электромобилей будет подключено к сети через инвертируемое зарядное

устройство мощностью 3 кВт (минимальный вариант, соответствует пропускной способности бытовой розетки 220В 16А), то суммарная мощность распределенного накопителя энергии составит 22 ГВт!

Таким образом, при доле парка в 30% и при создании необходимой энергетической и информационной инфраструктуры электромобили могут стать абсолютно реальным, осязаемым инструментом регулирования суточного режима работы энергосистемы в масштабах страны. Для Германии, где суммарная доля выработки электроэнергии на фактически нерегулируемых ветровых и солнечных электростанциях составила в 2015 г. 21,7%, появление такого сетевого накопителя энергии может серьезно упростить задачу регулирования энергосистемы.

Насколько же близкой является перспектива увеличения доли электромобилей в автомобильном парке до значений в десятки процентов?

Точность прогнозирования рынка электромобилей последних лет

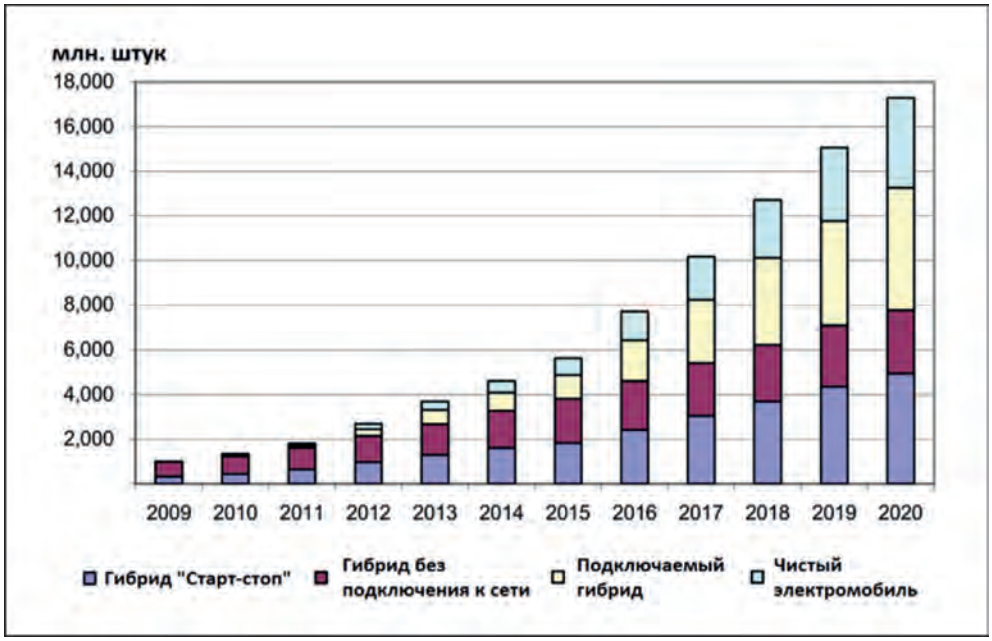
Когда речь идет о внедрении принципиально новой технологии, прогнозы часто оказываются ошибочными. Не стало исключением и внедрение электромобилей, поскольку развитие рынка электромобилей за последние 6 лет кратно не совпало с прогнозами конца 2000-х – начала 2010-х годов.

В 2009 г. аналитики Deutsche Bank прогнозировали [32], что на протяжении 2010-2020 гг. численность парка подключаемых гибридов будет на 25-40% выше, чем чистых электромобилей (рис. 2.4.1). При этом к концу 2013 г. объем рынка электромобилей и подключаемых гибридов ожидался на уровне 1 млн штук.

Прогноз компании TRU Group от 2011 г. [33] также отдавал предпочтение подключаемым гибридам, ожидая в 2013 г. объем продаж подключаемых гибридов на уровне 370 тыс. штук, а чистых электромобилей – на уровне 50 тыс. ед. (рис. 2.4.2).

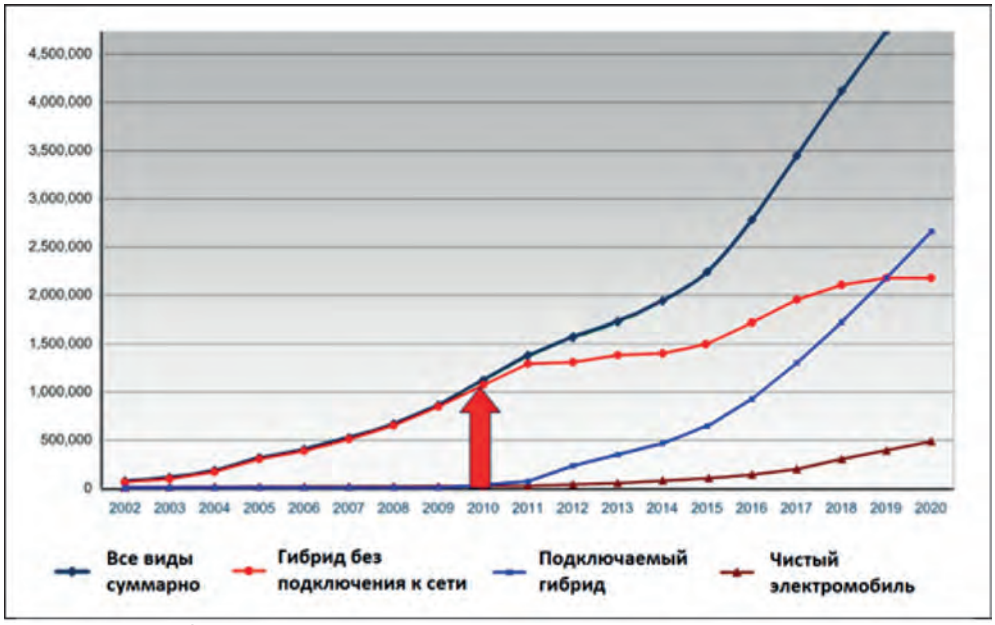
Исследовательский центр Pike Research в 2011 г. [34] прогнозировал для рынка США на 2013 год долю подключаемых гибридов на уровне 75%, а долю классических электромобилей – 25% (рис. 2.4.3). Объем продаж в 2013 г. был оценен величиной в 170 тыс. единиц.

Приведенные прогнозы декларировали, что рост распространенности электромобилей будет иметь характер, близкий к экспоненциальному, и при этом отдавали предпочтение подключаемым гибридам, нежели чистым электромобилям. Более высокая востребованность под-



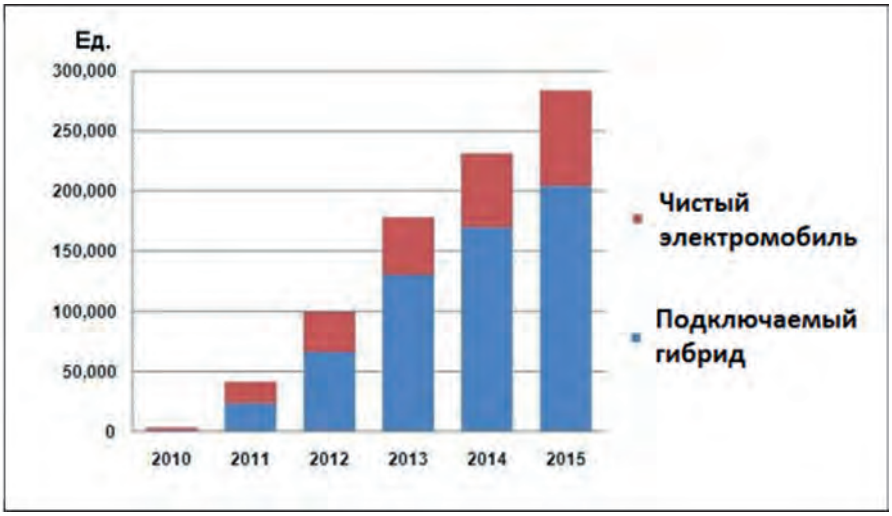
Источник: *DeutscheBank.*

Рис. 2.4.1. ***Прогноз Deutsche Bank по численности и структуре парка электромобилей и гибридов***



Источник: *TRU Group.*

Рис. 2.4.2. ***Прогноз TRU Group по объему продаж электромобилей и гибридных автомобилей на период до 2020 года***



Источник: *Pike Research.*

Рис. 2.4.3. ***Прогноз объема продаж различных типов электромобилей в США***

ключаемых гибридов казалась логичной, поскольку гибрид за счет менее емкой батареи стоит меньше классического электромобиля. Кроме того, подключаемый гибрид за счет использования двигателя внутреннего сгорания имеет суммарный запас хода в разы больше, чем классические электромобили – а ведь именно малый запас хода являлся и до сих пор является одной из основных претензий к электромобилям со стороны потенциальных потребителей.

История показала, что даже прогноз на два года вперед может в разы разойтись с реальностью. Реальный объем продаж электромобилей в 2013 г. оказался пример в 2,5 раза меньше, чем прогнозные значения, опубликованные в 2011 году. При этом в целом по миру в 2013 г. «чистые» электромобили при всех своих недостатках продавались лучше подключаемых гибридов, и заняли более половины рынка.

Таким образом, прогнозирование распространенности электромобилей на горизонте 10-20 лет очевидно имеет весьма приблизительный характер.

Современное состояние рынка электромобилей

Объем и структура рынка. Серийно выпускаемые электромобили сравнительно массово начали выходить на рынок в конце 2000-х годов. Более-менее значимая статистика по продажам начинается с 2010 года,

когда счет на продаваемые электромобили пошел на десятки тысяч ежегодно [35-40].

На декабрь 2015 г. в мире было зарегистрировано около 1,2 млн автомобилей, объем продаж в 2015 г. составил 548 тыс. единиц. Среднегодовой темп роста объема продаж за 2012-2015 гг. составил 64%. За 9 месяцев 2016 г. рост несколько замедлился, за январь-сентябрь 2016 г. было продано 515 тыс. электромобилей, что на 54% больше, чем за аналогичный период предыдущего года.

По общей численности парка электромобилей к концу 2015 г. лидером были США [41, 42], чей парк в 410 тыс. электромобилей составлял около 33% от мирового (табл. 2.4.5).

Однако по итогам 2016 г. обладателем крупнейшего парка электромобилей станет Китай, где объем продаж электромобилей за 2014-2015 гг. вырос в шесть (!) раз, а за девять месяцев 2016 г. – еще на 84%. За январь-сентябрь 2016 г. в Китае было продано 224 тыс. электромобилей, то есть 43,5% от мирового объема продаж.

По доле электромобилей в общем объеме продаж легковых авто, а также по количеству электромобилей, приходящихся на тысячу жителей страны, первое место занимает Норвегия, где в 2015 г. электромобили составили 23% от всех проданных автомобилей, а по итогам 9 месяцев 2016 года эта доля выросла до 29%.

Таблица 2.4.5

Страны-лидеры по суммарному объему продаж электромобилей

Страны	Продано электромобилей в 2012-2015 гг., тыс. ед.	Доля электромобилей в общем объеме продаж автомобилей,%			Количество электромобилей на 1 тыс. жителей страны, ед.
		2013 г.	2014 г.	2015 г.	
США	409	0,6	0,7	0,7	1,3
Китай	314	0,1	0,3	0,8	0,2
Япония	122	0,9	0,7	0,5	1,0
Нидерланды	93	5,4	3,9	9,6	5,5
Франция	74	0,7	0,9	1,4	1,1
Норвегия	77	5,6	13,9	22,8	14,9

Источник: *ev-sales.blogspot.com, hybridcars.com.*

Что касается соотношения чистых электромобилей и подключаемых гибридов в структуре продаж, то за 2014-2015 гг. оно практически не изменилось и составило 60:40 в пользу чистых электромобилей (табл. 2.4.6).

Таблица 2.4.6

Мировой объем продаж различных типов электромобилей по годам, тыс. ед., и доля каждого типа,%

Тип электромобиля	2012		2013		2014		2015		2012-2015 всего	
	тыс. ед.	доля рынка	тыс. ед.	доля рынка	тыс. ед.	доля рынка	тыс. ед.	доля рынка	тыс. ед.	доля рынка
Подключаемый гибрид	62,1	50,3%	95	45,5%	126	39,7%	233	40,6%	516	43,1%
Классический электромобиль	61,5	49,7%	115	54,5%	191	60,3%	315	59,4%	682	56,9%

Источник: *ev-sales.blogspot.com, hybridcars.com*

Тенденции развития модельного ряда. Электромобили как массовый продукт появились в сегменте А-класса. Именно к этому классу относят появившийся в 2009 г. Mitsubishi I-Miev, который стал первым современным автомобилем с электроприводом, способным наравне с обычными автомобилями двигаться по автомагистралям. Mitsubishi I-Miev принадлежит своеобразный рекорд – в феврале 2011 года он стал первым в истории серийно выпускаемым электромобилем, объем продаж которого превысил 10 тыс. штук.

Однако уже в 2011 г. самым продаваемым электромобилем стал представитель С-класса Nissan Leaf. Этот классический электромобиль в настоящее время является абсолютным рекордсменом – по состоянию на апрель 2016 г. суммарный объем продаж данной модели превысил 220 тыс. штук [43].

В 2012 г. первое место по объему продаж с минимальным перевесом занял подключаемый гибрид Toyota Prius Plug-In, относящийся к D-классу, в 2013-2014 гг. Nissan Leaf снова показал наилучшие продажи, а по итогам 2015 г. немного уступил Tesla Model S.

Анализ объемов продаж различных марок пассажирских электромобилей в 2014 г. показывает, что структура рынка по классам автомобилей существенно отличается от аналогичной структуры рынка обычных автомобилей (табл. 2.4.7).

Таблица 2.4.7

Структура рынка электромобилей и автомобилей с ДВС по классам

Класс, к которому относится автомобиль*	Доля класса на рынке электромобилей, %	Доля класса на рынке автомобилей с ДВС**, %
Microcar (пограничный между автомобилем и квардоциклом)	3,5	< 1
A-класс (микролитражка)	10,6	9,5
B-класс (малолитражка)	9,6	26,5
C-класс (гольф-класс, малый средний класс)	30,6	29,0
D-класс (средний класс)	17,7	11,0
E/F-класс (высший средний класс, представительский класс)	11,1	3,5
SUV (внедорожник, автомобиль повышенной проходимости)	11,1	15,0
MPV (минивэн)	4,3	2,9

Примечания: * – деление автомобилей на классы является достаточно условным, возможны разночтения;
** – данные The International Council on Clean Transportation по европейскому рынку EU-27.

Основное отличие заключается в смещении предпочтений потребителей в сторону более высокого класса при приобретении электромобиля. Доля D+E+F классов на рынке электромобилей составляет около 29%, в то время как на рынке обычных автомобилей данные классы в сумме занимают лишь 14,5%. Доля малогабаритных машин A+B классов на рынке электромобилей составляет 20%, в то время как среди автомобилей с ДВС эти два класса занимают 36%.

Объяснением таких отличий может служить сравнительно более высокая стоимость электромобиля, делающая его доступным только высокообеспеченным слоям населения. Человек, уже имеющий в своем гараже автомобиль среднего или более высокого класса, вряд ли сделает выбор в пользу электромобиля, внешне похожего на обыкновенную малолитражку.

Так или иначе, можно сделать вывод, что на рынке чистых электромобилей и подключаемых гибридов в настоящее время существует предложение во всех сегментах, от самых скромных моделей до автомобилей премиум-класса. При этом по-прежнему электромобиль является недоступным для массового потребителя из-за высокой стоимости,

и к тому же обладает сравнительно невысоким запасом хода, что вкупе со слабым развитием зарядной инфраструктуры дополнительно ограничивает его популярность.

В целом в период 2015-2017 гг. уже был объявлен или еще ожидается выход на рынок 16 новых моделей электромобилей, в том числе 5 чисто электрических и 11 подключаемых гибридов (табл. 2.4.8). Причем среди анонсированных нет ни одной модели А или В-класса, что согласуется с приведенным выше анализом структуры рынка электромобилей. Малоразмерные электромобили не пользуются столь высоким спросом, как их бензиновые и дизельные аналоги, поэтому выход на рынок более солидных и представительных по внешнему виду автомобилей представляется вполне логичным.

Налицо и увеличение запаса хода на батарее, причем как у чистых электромобилей, так и у подключаемых гибридов. Если ранее для гибридов средний пробег на батарее составлял в среднем по модельному ряду около 38 км, то среди анонсированных моделей эта величина составляет уже 52 км – на 37% больше. Аналогично и с пробегом чистых электромобилей – для наиболее массовых моделей 2013-2014 гг. запас хода в среднем составил 180 км, то модели 2015-2017 гг. предлагают уже в среднем 360 км – то есть в два раза больше пробега, и это уже сопоставимая величина с запасом хода обычного бензинового автомобиля.

Таблица 2.4.8

Модели электромобилей, выходящие на рынок в 2015-2017 гг.

Название модели	Запас хода на батарее	Класс	Год выхода на рынок
Чистые электромобили			
Audi R8 e-tron	450	спорткар	2015
Tesla Model X	430	кроссовер	2015
Detroit Electric SP.01	290	спорткар	2016
Chevrolet Bolt EV	320	кроссовер	2017
Tesla Model 3	320	D-класс	2017
Подключаемые гибриды			
BYD Tang	80	SUV	2015
Mercedes-Benz C 350 e	31	C-класс	2015
Volvo XC90 T8	40	SUV	2015
BMW X5 eDrive	30	SUV	2015
Chevrolet Volt second generation	80	C-класс	2015

Окончание табл. 2.4.8

Название модели	Запас хода на батарее	Класс	Год выхода на рынок
Volkswagen Passat GTE	50	D-класс	2015
Volvo S60L PPHEV	50	D-класс	2015
Hyundai Sonata PHEV	н/д	D-класс	2015
Audi Q7 e-tron	56	SUV	2015
Chrysler Town & Country plug-in hybrid	48	минивэн	2016
Cadillac CT6 Plug-in Hybrid	н/д	F-класс	2016

Характерно, что среди анонсированных на ближайшие годы моделей есть два чисто электрических автомобиля, обладающих крайне привлекательным сочетанием стоимости и дальности пробега.

Так, General Motors анонсировала Chevrolet Bolt, кроссовер с запасом хода на батарее 320 км [44]. Модель должна выйти на рынок в 2017 г. при цене около 30 тыс. долл. (с учетом предоставляемого в США налогового вычета в размере 7500 долл. при приобретении электромобиля).

В свою очередь, компания Tesla в ближайшие годы собирается пополнить свою линейку электромобилей моделями Tesla X и Tesla 3. Причем Tesla 3, похоже, должен стать конкурентом Chevrolet Bolt, поскольку для него заявлены крайне схожие параметры: запас хода на батарее 320 км, стоимость до применения государственных льгот – 35 тыс. долл. [45].

Для сравнения: единственный продающийся в настоящее время электромобиль с подобным запасом хода – это Tesla S, однако он как минимум вдвое дороже – его стоимость составляет 70 тыс. долл. в самой минимальной комплектации. Иными словами, через пару лет одно из важнейших потребительских качеств электромобиля может стать в два раза дешевле. Подобный прорыв должен привести к взрывному росту спроса, и производители предвидят подобный вариант развития событий. Так, руководитель компании Tesla И. Маск заявил, что хотя первые продажи модели Tesla 3 ожидаются в 2017 г., развертывание масштабов производства до удовлетворения ожидаемого спроса может завершиться только к 2020 году.

Похоже, что рынок электромобилей вплотную подошел к тому, чтобы в ближайшие годы предложить потребителю модели, по своим традиционным автомобильным характеристикам (скорость, динамика, за-

пас хода) близкие к традиционным автомобилям с ДВС, но при этом имеющие яркий имидж инновационного, комфортного и современного продукта следующего поколения. При выполнении этих условий государственная поддержка станет уже не столь важна, а будущие объемы продаж электромобилей могут показать действительно взрывной рост.

Текущие прогнозы по развитию электротранспорта в среднесрочной перспективе

Опираясь на реальную динамику продаж последних лет, когда реальные темпы развития в разы отставали от первоначальных прогнозов, аналитики из различных организаций в своих недавних работах скорректировали прогнозируемый объем продаж электромобилей в сторону более низких значений. Кроме того, изменилось и прогнозное соотношение типов электромобилей – теперь предпочтение отдается чистым электромобилям, а не подключаемым гибридам.

Так, прогноз Pike Research от 2012 г. [46] демонстрирует постепенное увеличение доли продаж чистых электромобилей в общем объеме продаж электротранспорта от 50% в 2012 г. до 66% в 2020 году. Суммарный объем продаж электромобилей в 2020 г. ожидается на уровне 1,7 млн штук.

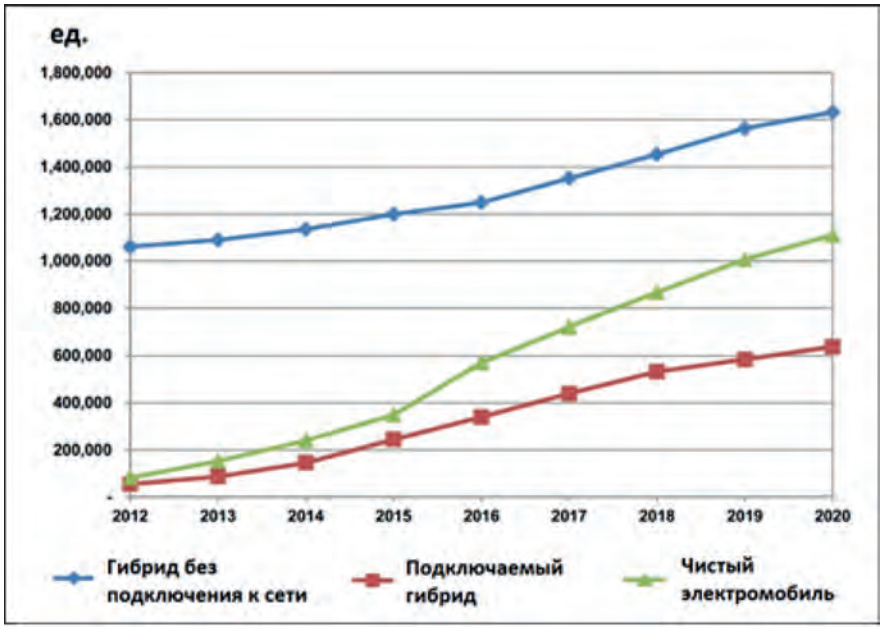


Рис. 2.4.4. ***Прогноз Pike Research по структуре и объему продаж электромобилей и гибридов***

Аналогичной величиной в 1,7-2,3 млн. единиц, в зависимости от сценария, оценивает объем продаж электромобилей в 2020 г. прогноз Navigant Research от 2014 г. [47].

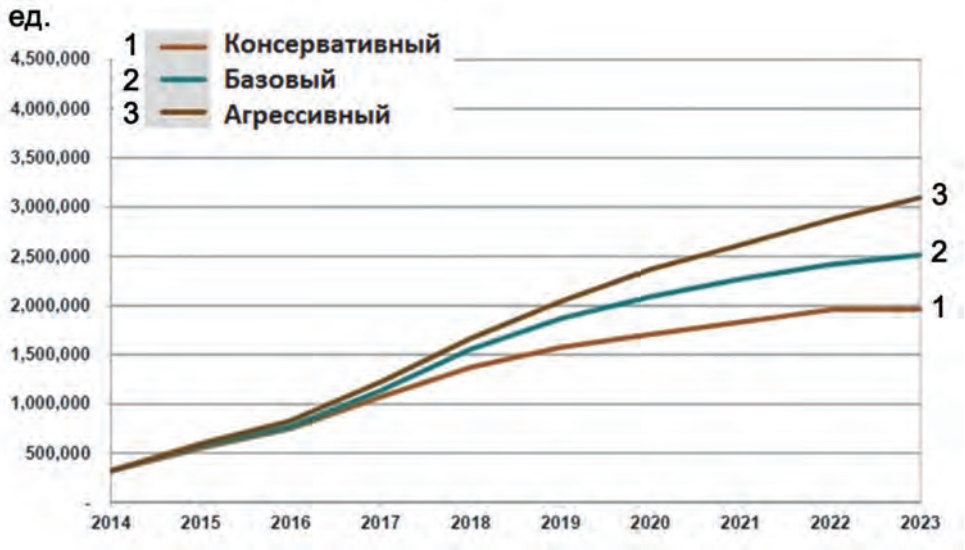


Рис. 2.4.5. ***Прогноз Navigant Research по объему продаж электромобилей на 2014-2023 гг.***

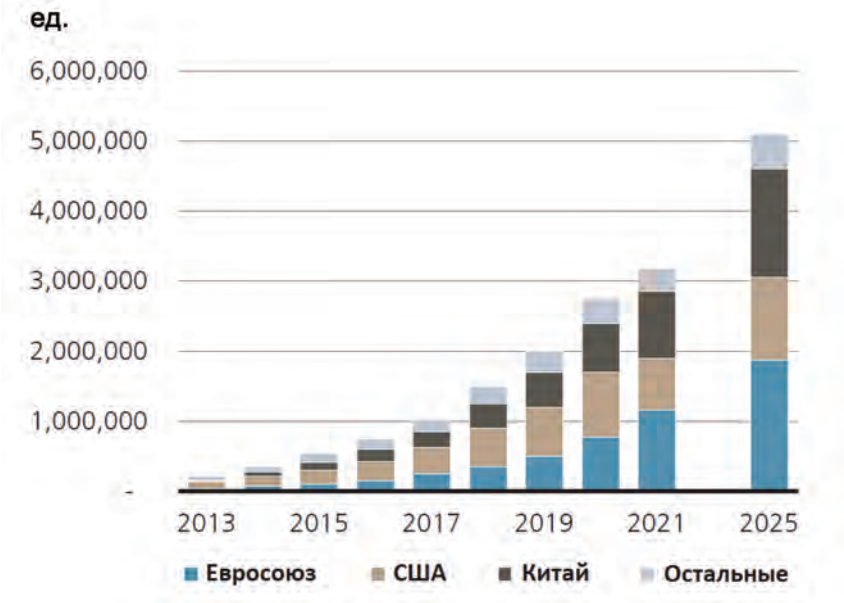


Рис. 2.4.6. ***Прогноз UBS по объему продаж электромобилей на 2015-2025 гг.***

По прогнозам аналитиков швейцарского UBS, опубликованным в 2014 г., объем продаж электромобилей к 2020 г. должен составить 2,7 млн ед. [48].

Более того, авторы данного прогноза также оценивают долю электромобилей на автомобильном рынке, а также долю электромобилей в автомобильном парке Европы. Так, к 2025 г., по мнению аналитиков UBS, каждый 11-й проданный в Европе автомобиль будет электрическим, а доля электромобилей в автомобильном парке Европы составит около 3%.

Рис. 2.4.7. ***Прогноз UBS по доле электромобилей в автомобильных продажах и в общем автомобильном парке Европы на 2015-2025 гг.***

Таким образом, в обозримом будущем экспертами ожидаются умеренные темпы внедрения электромобилей, и у электроэнергетики и нефтеперерабатывающей промышленности будет достаточно времени для того, чтобы подготовиться к росту спроса на электроэнергию и снижению потребления моторного топлива.

Что касается возможного использования электромобилей в качестве распределенного накопителя электроэнергии, играющего роль в регулировании режимов работы крупных электроэнергетических систем, то на горизонте до 2025 г. ожидаемая численность парка электромобилей выглядит явно недостаточной. Тем не менее уже сейчас электромобиль может быть источником аварийного питания для локальных потребителей на случай отключения сети.

Стоит отметить, что наиболее оптимистичный из трех последних прогнозов закладывает среднегодовой прирост продаж автомобилей на уровне 25%, в то время как по итогам 2012-2015 гг. среднегодовой прирост составил 64%. Более того, в ближайшие два года на рынок должны выйти несколько крайне привлекательных по технико-экономическим параметрам моделей электромобилей, что может дополнительно подстегнуть спрос и вывести его из прямой зависимости от мер государственной поддержки.

Возможно, что после первоначальных прогнозов, оказавшихся по факту излишне оптимистичными, текущие работы аналитиков, наоборот, являются чрезмерно сдержанными и будущие объемы продаж превзойдут нынешние ожидания.

Электромобили в России

Российская экономика по-прежнему в значительной степени зависит от нефтяной и нефтеперерабатывающей отраслей, генерирующих значительную часть экспортной выручки страны. Как было показано выше, развитие электротранспорта может оказать заметное угнетающее влияние на эти отрасли. Однако насколько реальна такая угроза с точки зрения российского рынка электромобилей?

До настоящего времени объем продаж электромобилей в России был крайне незначительным – по информации аналитического агентства «Автостат» [49] на начало 2016 г. численность электромобилей в России составила 647 единиц. Примерно таким же объемом располагает, например, Чехия – страна с населением 10,5 млн человек.

Среди причин низких продаж обычно выделяют следующие [50]:

- безразличие государства и граждан в экологическом вопросе;
- относительно малая стоимость бензина и дизельного топлива;
- сложность в создании приемлемой инфраструктуры из-за большой территории и значительной протяженности дорог.

Помимо этого, важными представляются также следующие особенности с точки зрения российского потребителя:

- невысокий запас хода, дополнительно сокращающийся в зимний период – как за счет охлаждения батареи, так и за счет расходования части энергии на обогрев салона;
- отсутствие государственных субсидий на приобретение электромобиля;

- скудный ассортимент официально поставляемых электромобилей.

Последний пункт фактически приводит к росту стоимости электромобилей. Дело в том [51], что при ввозе электромобиля частным лицом взимается ввозная пошлина в размере 48% от его стоимости. Отмена ввозных пошлин коснулась только юридических лиц, и позволила снизить цены только на официально поставляемые модели.

Если же потребитель желает самостоятельно приобрести за рубежом и ввезти на территорию России понравившуюся ему модель электромобиля, то он несет существенные дополнительные расходы. Иными словами, в российских реалиях для приобретения электромобиля не только не существует стимулирующих мер, но, более того, – действуют угнетающие правила.

Таким образом, если и можно говорить о потенциальном негативном влиянии электромобилей на российскую нефтедобычу и нефтепереработку, то скорее скажется сокращение потребления российской нефти на внешних рынках, где внедрение электротранспорта идет высокими темпами, нежели сокращение внутреннего потребления нефти и нефтепродуктов за счет развития электромобилей в России.

Литература

1. Батова С. Троллейбусы смогут объезжать заторы. // Российская газета. 2013. Дата обращения: 2016.11.13. http://www.rg.ru/2013/02/14/trolleibusi-site.html

2. Маневровый тепловоз ТЭМ9Н Sinara Hybrid с гибридной силовой установкой. // Официальный сайт ОАО «Синара–Транспортные Машины». Дата обращения: 2016.11.13. http://sinaratm.ru/products/teplovozy/tem9h-sinarahybrid

3. Bombardier's Battery Powered Tram Sets Range Record. Retrieved 2016.11.13. http://www.bombardier.com/en/media/newsList/details.BT-20151103-Bombardiers-Battery-Powered-Tram-Sets-Range-Record-01.bombardiercom.html

4. Энергетическая стратегия холдинга «Российские железные дороги на период до 2015 года и на перспективу до 2030 года. Дата обращения: 2016.11.13. http://www.rzd expo.ru/doc/Energ_Strateg_new.pdf

5. Отдельные технико-экономические показатели работы организаций по производству и распределению электроэнергии, газа и воды.

Росстат. Дата обращения: 2016.11.13.http://www.gks.ru/bgd/regl/b15_13/IssWWW.exe/Stg/d02/14-53.doc

6. Cumulative sales. California plug-in eletric vehicle collaborative. Retrieved 2016.11.20. http://www.pevcollaborative.org/sites/all/themes/pev/files/10_oct_PEV_cumulative.pdf

7. Eurostat. Electricity prices for domestic consumers. Retrieved 2016.11.20.

http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_pc_204&lang=en

8. Gasoline prices. GlobalPetrolPrices.com, 2016. Retrieved 2016.11.20. http://www.globalpetrolprices.com/gasoline_prices/

9. Тарифы на электроэнергию для населения в России. Energy Base, 2016. Дата обращения: 2016.11.13. http://energybase.ru/tariff/electricity

10. Residential Electricity Rates & Consumption in California. Electricity local, 2016. Retrieved 2016.11.20. http://www.electricitylocal.com/states/california/

11. California Gasoline Retail Price. YCharts, 2016. Retrieved 2016.11.20. https://ycharts.com/indicators/california_retail_price_of_gasoline

12. Germany considers $5,500 incentive for electric cars. Reuters. Automotive News Europe. 2016-01-29. Retrieved 2016.11.20. http://europe.autonews.com/article/20160129/ANE/160129831/germany-will-mull-5000-euro-incentive-for-ev-plug-in-hybrid-sales

13. Alister Doyle & Nerijus Adomaitis (2013-03-13). Norway shows the way with electric cars, but at what cost? Reuters. Retrieved 2016.11.20. http://www.reuters.com/article/us-cars-norway-idUSBRE92C0K020130313

14. European Association for Battery, Hybrid and Fuel Cell Electric Vehicles (AVERE) (2012-09-03). «Norwegian Parliament extends electric car initiatives until 2018» . AVERE. Retrieved 2016.11.20. http://www.avere.org/www/newsMgr.php?action=view&frmNewsId=611&section=&type=&SGLSESSID=tqiice0pmjdclt7l4q0s3s1o27

15. Notice 2009-89: New Qualified Plug-in Electric Drive Motor Vehicle Credit». Internal Revenue Service. 2009-11-30. Retrieved 2016.11.20. https://www.irs.gov/irb/2009-48_IRB/ar09.html

16. Edelstein, Stephen (2015-07-15). California Ends Electric-Car Rebates For Wealthiest Buyers, Boosts Them For Poorest. Green Car Reports. Retrieved 2016.11.20. http://www.greencarreports.com/news/1098988_california-ends-electric-car-rebates-for-wealthiest-buyers-boosts-them-for-poorest

17. Nissan PKW. Die Modelle in der Ubersicht. Retrieved 2016.11.20. https://www.nissan.de/fahrzeuge/neuwagen.html

18. Nissan Cars, Coupes, Sedans & Hybrids. Nissan USA. Retrieved 2016.11.20. http://www.nissanusa.com/cars

19. Nye Biler. Nissan. Retrieved 2016.11.20. https://www.nissan.no/biler/nye-biler.html

20. Stephanie Searle, Nikita Pavlenko, Nic Lutsey. Leading edge of electric vehicle market development in the United States: an analysis of California cities. 2016. http://www.theicct.org/sites/default/files/publications/ICCT_EV_Calif_Cities_201609.pdf

21. Основные результаты функционирования объектов электроэнергетики в 2015 году. Министерство энергетики Российской Федерации. Москва, 2016. http://minenergo.gov.ru/system/download-pdf/1161/61502

22. Завальный П. Газовая и угольная генерация: реалии и перспективы. Независимая газета. 09.06.2015. Дата обращения: 2016.11.20. http://www.ng.ru/energy/2015-06-09/11_generation.html

23. Электроэнергетика России: основные показатели функционирования и тенденции развития. Высшая школа экономики, 2015. Дата обращения: 2016.11.20. https://www.hse.ru/data/2015/04/06/1096300771/Доклад_Электроэнергетика%20России.pdf

24. World Bank, 'Motor Vehicles (per 1,000 People) / Data / Table', 2014 [accessed 25 September 2015] https://web.archive.org/web/20140209114811/http://data.worldbank.org/indicator/IS.VEH.NVEH.P3

25. Eurostat. Table Population on 1 January - Persons. http://ec.europa.eu/eurostat/tgm/table.do?tab=table&language=en&pcode=tps00001&tableSelection=1&footnotes=yes&labeling=labels&plugin=1

26. D. Kalinowska and H. Kuhfeld, Motor Vehicle Use and Travel Behaviour in Germany: Determinants of Car Mileage, DIW Berlin Diskussionspapier, no. 602 (2006). http://www.diw.de/documents/publikationen/73/44461/dp602.pdf

27. Fuels Europe (FE), Statistical Report 2014, Brussels. 2014. https://www.fuelseurope.eu/uploads/Modules/Resources/statistical_report_fuels_europe-_v25_web.pdf

28. Jose Pontes. «Germany December 2015». 2016. http://ev-sales.blogspot.ru/2016/01/germany-december-2015.html

29. U. S. Environmental Protection Agency and U.S. Department of Energy (2014-09-12). «2015 Kia Soul Electric». Fueleconomy.gov. Retrieved 2016-06-06. http://www.fueleconomy.gov/feg/Find.do?action=sbs&id=35601

30. BP Statistical Review of World Energy June 2015, BP, June 2015, web, accessed 08 June 2016. http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/statistical-review-2015/bp-statistical-review-of-world-energy-2015-full-report.pdf

31. Prof. Dr. Bruno Burger. Power generation from renewable energy in Germany – assessment of 2015. Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE. Freiburg, Germany, 11.01.2016. Retrieved 2016.11.20.

32. Deutsche Bank. Electric Cars: Plugged In 2, 2009. http://www.libralato.co.uk/docs/Electric%20Cars%20Plugged%20In%202%20Deutsche%20Bank%202009.pdf

33. TRU Group. Shocking Future Battering the Lithium Industry through 2020. 2011. http://trugroup.com/whitepapers/TRU-Lithium-Outlook-2020.pdf

34. http://www.solarfeeds.com/predictions-for-the-plug-in-electric-vehicle-market/

35. Jose Pontes. World Full Year 2012. 2013. http://ev-sales.blogspot.ru/2013/02/world-full-year-2012.html

36. Jose Pontes. World Top 20 December 2013 (Special Edition). 2014. http://ev-sales.blogspot.ru/2014/01/world-top-20-december-2013-special.html

37. Jose Pontes. World Top 10 April 2014. 2014. http://ev-sales.blogspot.ru/2014/06/world-top-10-april-2014.html

38. Jose Pontes. World All Time Top 10 (Updated to 30 April 2014). 2014. http://ev-sales.blogspot.ru/2014/06/world-all-time-top-10-updated-to-30.html

39. Jose Pontes. «World Top 20 December 2014 (Special Edition)». 2015. http://ev-sales.blogspot.ru/2015/01/world-top-20-december-2014-special.html

40. Jose Pontes. «World Top 20 December 2015 (Special Edition)». 2016. http://ev-sales.blogspot.com/2016/01/world-top-20-december-2015-special.html

41. Jeff Cobb «Top 6 Plug-In Vehicle Adopting Countries». HybridCars.com. Retrieved 2014-01-18. http://www.hybridcars.com/top-6-plug-in-car-adopting-countries/

42. Jeff Cobb «Top 6 Plug-In Vehicle Adopting Countries». HybridCars.com. Retrieved 2016-06-06. http://www.hybridcars.com/top-six-plug-in-vehicle-adopting-countries-2015/

43. «Nissan announces record electric vehicle fleet sales in Europe» (Press release). Paris: Nissan Newsroom Europe. 2016-04-19. Retrieved 2016-05-08. http://newsroom.nissan-europe.com/EU/en-gb/Media/Media.aspx?mediaid=144669

44. John Rosevear. «Chevy Bolt: First Pure Electric Car With Good Range, Price». 2015. http://www.dailyfinance.com/2015/02/12/chevy-bolt-good-range-price/

45. Jerry Hirsch, Charles Fleming. «Ramping up production of affordable Tesla may take years, Elon Musk says». 2015

46. Pike Research. «Plug-in Electric Vehicles». 2012. http://www.navigantresearch.com/wp-content/uploads/2012/06/PEV-12-Executive-Summary.pdf

47. Global Market for Electric Vehicles to Triple by 2023. GLOBE-Net, November 7, 2014. http://globe-net.com/global-market-electric-vehicles-triple-2023/

48. Will solar, batteries and electric cars re-shape the electricity system? UBS Q-Series, 20 August 2014. http://www.qualenergia.it/sites/default/files/articolo-doc/ues45625.pdf

49. Парк электромобилей в России на начало 2016 года // Аналитическое агентство Автостат, 01.04.2016. https://www.autostat.ru/infographics/25457/

50. Жеребцов Д.В. Перспективы развития рынка электромобилей в России // Молодежный научно-технический вестник. – 2014. http://sntbul.bmstu.ru/file/736487.html?__s=1

51. Ток не пойдет: почему электромобили не стали популярными // Аналитическое агентство Автостат, 12.11.2014. https://www.autostat.ru/articles/18647/

2.5. Инновации в энергоэффективном городе

Электроэнергетика является наиболее эффективным энергоносителем для города, поскольку позволяет обеспечить наиболее качественные с точки зрения эффективности показатели жизни. Технология «умной» энергосистемы должна давать потребителям возможности анализировать режимы использования электроприемников с целью более эффективного управления потреблением электроэнергии [1].

Современные тенденции развития «большой» и распределенной энергетики связаны с внедрением интеллектуальных активно-адаптивных сетей нового поколения или так называемых смарт-гридов. Концепция «умной» энергосистемы представляет идею будущей ЭЭС. Электроэнергетическая система будущего символически представлена на рис. 2.5.1. В ней будут сочетаться крупные источники электроэнергии (без которых проблематично электроснабжение крупных потребителей и обеспечение целесообразных темпов роста электропотребления) и распределенная генерация, значительная часть которой будет использовать ВИЭ. Согласно прогнозам Европейского совета по возобновляемой энергетике, доля ВИЭ (с учетом крупных ГЭС) в мировом производстве первичной энергии составит в 2020 г. 23,6%, в 2030 г. – 34,7%, в 2040 г. – 47,7%.

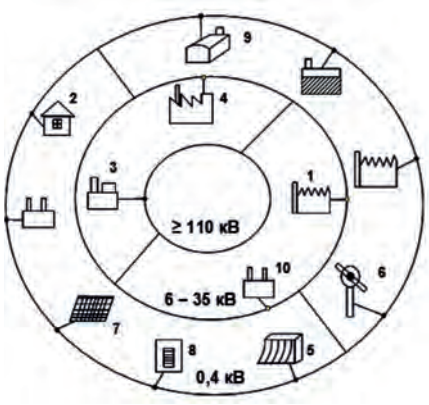


Рис. 2.5.1. ***Электроэнергетическая система будущего [2]:***
1 – промышленные потребители, 2 – социально-бытовые потребители,
3 – традиционные крупные электростанции, 4 – малые ГТУ-ТЭЦ,
5 – мини- и микро-ГЭС, 6 – ВЭУ, 7 – солнечные электростанции,
8 – топливные элементы, 9 – поршневые двигатель-генераторы,
10 – накопители энергии, 11 – биогаз.

Крупные электростанции имеют трансформацию на напряжения 110 кВ и выше и выход в основную сеть высших напряжений, осуществляющую транспорт электроэнергии до крупных центров потребления. В то же время получат существенное развитие установки распределенной генерации, в том числе на ВИЭ, которые устанавливаются в распределительной сети 6-35 кВ. Третий уровень составят мини- и микроустановки (мини- и микро-ГЭС, ВЭУ, солнечные электростанции, топливные элементы и т.п.), которые подключаются на напряжение 0,4 кВ и устанавливаются у небольших потребителей, например, в отдельных домах или даже в квартирах.

Проявление электроэнергетики в энергоэффективном городе также можно классифицировать по трем уровням: это – автономный дом со всеми средствами жизнеобеспечения и регулирования, квартал и район города. При этом на каждом уровне возникают свои отличительные черты и специфические особенности электроэнергетического взаимодействия.

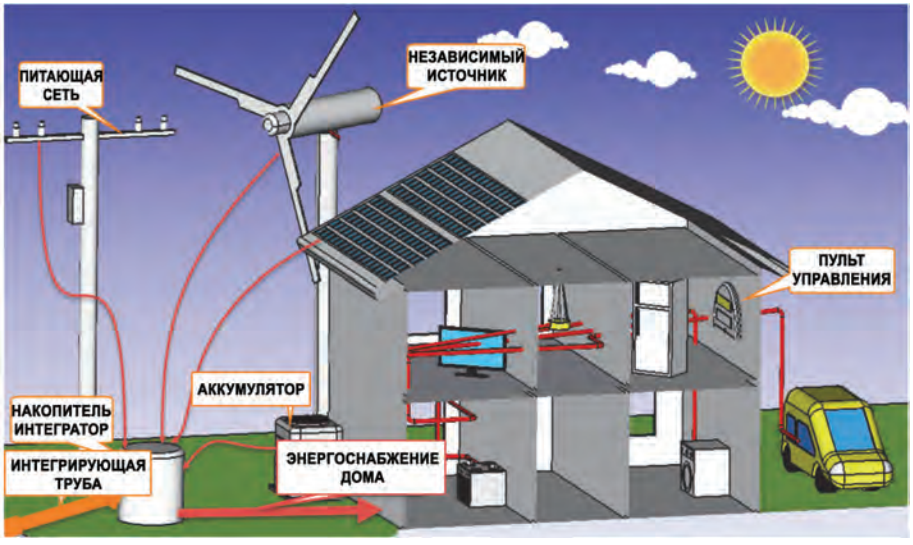
Энергоэффективный дом

На уровне отдельного потребителя Smart-инфрасруктуру можно представить в виде интегрированной системы энергоснабжения «умного» дома (рис. 2.5.2). Инфраструктура «умной» энергосистемы базируется на принципах совместимости, открытых стандартах и реализуется с использованием протоколов Интернет. Концепция «умной» энергосистемы имеет следующие цели: предоставление потребителям возможностей автоматизированного управления использованием электроэнергии и минимизации их затрат на оплату электроэнергии, самовосстановление системы в случае аварии, использование высококачественных энергетических ресурсов, включая возобновляемые, повышение качества электроэнергии и надежности электроснабжения. Новые системные технологии дают возможности увеличивать использование возобновляемых энергоресурсов и способствовать предотвращению массовых аварий, путем сохранения «островов» электроснабжения от местных генерирующих источников, предоставлять в реальном времени информацию потребителям об использовании ими электроэнергии, обеспечивать управление электропотреблением, иметь динамичные тарифы на электроэнергию, снижать потери сети благодаря локальным источникам электроэнергии, обеспечивать свободный рынок системных услуг, поддерживать более интенсивное распространение электромобилей и электропривода.

Таким образом, использование принципов «умной» энергосистемы позволит передавать электроэнергию оптимальным образом и распределять от многих распределенных установок ее генерации, улучшать способы интеграции возобновляемых источников электроэнергии. Новые малые электрогенерирующие установки на базе использования энергии ветра, воды, Солнца и других возобновляемых энергоресурсов, которые вводятся последние десятилетия, вносят все больший вклад в генерацию электроэнергии непосредственно у потребителей [3]. В «умной» энергосистеме режимы ее работы определяются разделением функций между централизованными и распределенными генераторами. Управление распределенными генераторами может быть организовано в форме микросистем (microgrids) или виртуальных электростанций (virtual powerplants) путем интеграции источников генерации. «Умная» энергосистема также является самовосстанавливающейся системой, что повышает надежность ЭЭС путем автоматизации управления процессами в аварийных ситуациях.

В целом Smart Grid – это энергосистема, в которой передающая и распределительная электрическая сеть используется для двусторонних коммуникаций между электростанциями, потребителями и центрами управления с целью оптимизации процессов электроснабжения и электропотребления для повышения их эффективности.

Виртуальная электростанция (virtual power plants) – это структура, объединяющая в себе элементы трех видов:



Источник: *http://smart-energy.msk.ru.*

Рис. 2.5.2. ***Концепция Smart Grid. Энергоэффективный дом***

– распределенные генераторы (ветроустановки, фотоэлектрические станции, мини- и микро-ТЭЦ и др.);
– потребители-регуляторы нагрузки – бытовые и промышленные. Бытовые потребители (стиральные машины, холодильники, телевизоры, микроволновые печи, системы кондиционирования помещений, нагревательные элементы и т.п.) являются наиболее легко управляемыми нагрузками. Управляемость нагрузки промышленных потребителей в основном зависит от гибкости их технологических процессов. Для некоторых процессов гибкость повышают за счет систем аккумулирования энергии;
– системы аккумулирования энергии. Эти системы могут накапливать энергию в разных формах (тепловой, электрической, механической и химической). Для бытовых потребителей наиболее подходящим вариантом является аккумулирование тепла (по режимам работы теплоаккумулирующие системы хорошо координируются с микро-ТЭЦ).

Для потребителей оптимальными накопителями являются аккумуляторные батареи. Система аккумулирования энергии выбирается исходя из области применения и стоимости накопителей с учетом, при необходимости, географического фактора. Обычно виртуальные электростанции присоединяются к сети среднего или низкого напряжения. Элементы виртуальной электростанции могут располагаться на значительных расстояниях друг от друга.

Связывающие их сети (электрическую и коммуникационную) объединяют под термином «микросеть» (microgrid). Характерной особенностью микросетей является возможность их работы в автономном режиме. Виртуальная электростанция имеет аналогичное традиционной электростанции надежное, планируемое и управляемое поведение. Структура виртуальной электростанции представляется объединением распределенных генераторов, управляемых нагрузок и систем накопления энергии. Виртуальная электростанция определяется как оптимальное решение в интеграции традиционных и распределенных источников генерации.

Участие потребителей может принимать ряд различных форм, включая выбор особого тарифного плана в режиме реального времени (real time pricing) посредством предоставления прав коммунальной службе непосредственно контролировать определенные параметры нагрузки. Кроме того, энергетическая система на базе концепции Smart Grid позволит потребителям, имеющим собственные генерирующие установ-

ки, в часы пиковых нагрузок выступать на рынке в качестве продавца. Для этого им предоставляется информация о ценах и, соответственно, о состоянии системы, и в этом случае:

- в обычное время поставщик электроэнергии снабжает ею коммерческих потребителей, действуя как их агент;
- во время высокого спроса поставщик электроэнергии использует систему управления энергопотреблением в здании, чтобы снизить спрос и передать часть энергии обратно в сеть, продать, разделив с потребителем прибыль от продажи.

Энергоэффективный квартал

На уровне энергоэффективного квартала (второй уровень электроэнерегтических взаимодействий в городе будущего) резко возрастает балансирующий рынок мощности и рынок системных услуг энергоэффективного квартала, который существенно влияет и должен учитываться при определении цены на электроэнергию как составляющая часть мощности на следующем уровне территориальной иерархии модели энергетики Smart City – энергоэффективный район.

На уровне энергоэффективного квартала возобновляемые источники электроэнергии и конечные потребители будут также все больше участвовать в электроэнергетическом рынке, который формирует цены в реальном времени. Пользователи электрической сети будут работать в двух направлениях, подобно сети коммуникаций, – не только принимать электроэнергию и услуги, но и активно в реальном времени управлять собственным электропотреблением (рис. 2.5.3). Для этого, например, здания будут иметь микрогенераторные системы и интеллектуальные средства измерения. Они также будут иметь интеллектуальные возможности управления электропотреблением конкретных электроприемников, в том числе в аварийных условиях. С учетом потенциальных возможностей реализации всех этих новых подходов и средств, гарантирующих оптимальную интеграцию возобновляемых источников электроэнергии и распределенной генерации в ЭЭС, активизацию роли потребителей в управлении режимами электропотребления при обеспечении высокой надежности и эффективности электроснабжения и качества электроэнергии развивается концепция интеллектуальной ЭЭС – так называемой «умной» энергосистемы (Smart Grid). Концепция «умной» энергосистемы особенно важна для энергоэффективного квартала ввиду многих существующих проблем

Рис. 2.5.3. ***Развитие системных сервисов доставки на уровне передачи и распределения [4]***

электроэнергетики, определяющих недостаточный уровень надежности электроснабжения, а также вследствие полностью централизованного принципа электроснабжения, который создает определенные трудности в организации электроэнергетических рынков из-за сетевых ограничений.

Возможность регулирования пикового потребления высокотехнологичного и энергоемкого квартала позволит также энергетическим компаниям минимизировать капиталовложения и эксплуатационные расходы, что одновременно даст возможность снижения нагрузки на окружающую среду за счет сокращения потерь в линиях и степени использования неэффективных пиковых электростанций. Сопротивление негативным влияниям: наличие специальных методов обеспечения устойчивости и живучести, снижающих физическую и информационную уязвимость всех составляющих энергосистемы, которые способствуют как предотвращению, так и быстрому восстановлению ее после аварий в соответствии с требованиями энергетической безопасности.

Электроэнергетика на базе концепции Smart Grid будет обладать способностью проективно действовать по отношению к меняющимся системным условиям. Она станет отслеживать надвигающиеся проблемы в системе еще до того, как они повлияют на надежность и качество электроснабжения. Для этого предполагается применять автоматиче-

ские переключатели, «интеллектуальные» системы контроля, оборудование для альтернативного электроснабжения, средства визуализации и т. п.

С точки зрения безопасности энергосистема на базе концепции Smart Grid должна будет давать гибкий и адекватный ответ на любые несанкционированные вмешательства извне. Интеллектуальные технологии, обеспечивающие двусторонние коммуникации и интегрирование в сеть, позволят энергетическим компаниям более оперативно определять, локализировать, изолировать и восстанавливать электроснабжение на расстоянии (удаленно) без привлечения «полевых» работников. Ожидается, что реализация концепции Smart Grid снизит экстренные вызовы до 50%.

Энергоэффективный район

Технологии «умной» энергосистемы на уровне энергоэффективного «района» развиваются в различных Европейских странах и США в виде различных пилотных проектов. Однако в разных странах и регионах эти технологии реализуются различными путями с учетом региональных проблем электроэнергетики и в зависимости от правительственной поддержки.

Техническая реализация мультиагентного регулирования в сети предполагает использование компьютерных алгоритмов косвенных измерений и искусственного интеллекта (нейронных сетей как экспертных систем) в каждом узле активного поведения. Обобщенная структура «интеллектуального» регулятора представлена на рис. 2.5.4.

Мультиагентное (децентрализованное) регулирование способно обеспечить компромиссное регулирование в интересах всех субъектов, участвующих в процессе: сетевой компании, потребителей, распределенной генерации, а также создать технологическую основу локальных рынков услуг по регулированию напряжения в сети. В основу мультиагентного регулирования напряжения в электрических сетях могут быть положены контроль режима прилегающего квартала сети и общие (единые) базы правил.

Интеграция современных информационных технологий и энергетических систем – один из основных вопросов мировой энергетики начала XXI в., в рамках которого родилась и развивается идеология Smart

Рис. 2.5.4. ***Регулирование с контролем режима прилегающего района по правилам мультиагентного управления [5]***

Grid (или активно-адаптивные сети в отечественной терминологии), описывающая новые «интеллектуализированные» электрические сети.

Предполагается, что реализация Smart Grid приведет к ряду положительных эффектов для электросетевых и генерирующих компаний, таких как сокращение капитальных и операционных затрат, повышение надежности и обеспечение благоприятных условий развития для возобновляемых источников энергии и малой генерации [3], (см. рис. 2.5.5).

Централизованное регулирование, осуществляемое в настоящее время сетевыми компаниями, не отвечает интересам потребителей и собственников распределенной генерации, обладающих средствами регулирования мощностями. Оператор передающей сети (системный оператор) обязан поддерживать баланс мощности. Эта задача становится все более и более сложной в условиях роста неопределенности и непредсказуемости выдачи мощности возобновляемыми источниками электроэнергии. Поэтому сервисные функции (системные услуги), которые выполнялись раньше традиционными генераторами и основной сетью (обеспечение качества электроэнергии, надежности электроснабжения, устойчивости ЭЭС и др.), должны быть расширены и во многом перенесены на уровень распределенной генерации и распределительной электрической сети.

Алгоритмическая модель функционирования и развития основных энергетических блоков Smart City представлена на рис. 2.5.6 в виде блок-схемы модели функционирования и развития энергетики мегаполиса на базе интеллектуальных принципов управления. Главным

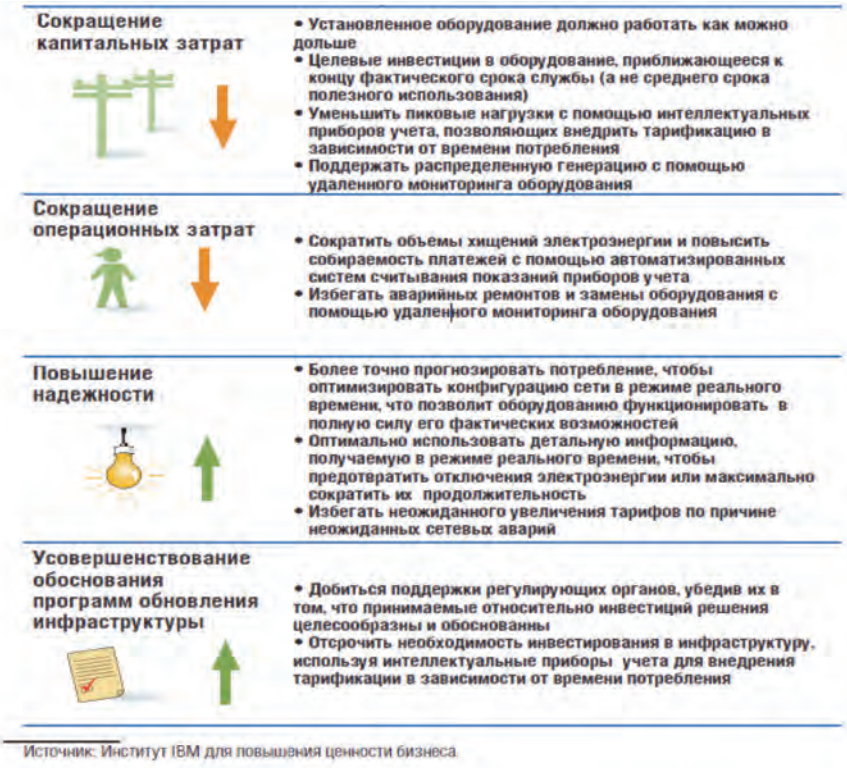


Рис. 2.5.5. ***Реализация Smart Grid***

трендом, оказывающим влияние на развитие модели функционирования информационных систем в энергетике, является концепция Smart Grid. В этом направлении ожидается принятие ряда важных законодательных актов. Для России идеи Smart Grid особенно актуальны, так как инфраструктура энергетики сильно изношена.

Оперативное управление инфраструктурой имеет решающее значение. Энергетические предприятия сталкиваются с необходимостью внедрения новых стандартов эксплуатации и технического обслуживания для постоянного улучшения соотношения между надежностью энергоснабжения и затратами.

Еще одной из ключевых задач функцинирования энергетических объектов в энергетике является управление техобслуживанием и ремонтами оборудования. Это обусловлено огромным количеством единиц оборудования, распределенных на больших территориях и требующих постоянного регламентного и ремонтного обслуживания. Консолидация информации о состоянии оборудования в единой системе управления с возможностью ее оперативного предоставления

различным потребителям на местах позволяет сократить простои на ремонт, снизить издержки на запчасти и материалы, оптимизировать логистику и загрузку персонала.

Потребители также являются не менее важной движущей силой происходящих изменений. В развитии основных энергетических блоков Smart City наметилась тенденция перехода от процессно-ориентированного подхода к клиентоориентированному.

Возросшие требования потребителей к уровню обслуживания неизбежно приводят к расширению спектра услуг, оказываемых энергокомпаниями, внедрению новых финансовых и платежных механизмов.

В соответствии с концепцией Smart Grid в числе приоритетных направлений развития в энергетике на ближайшие годы можно выделить:

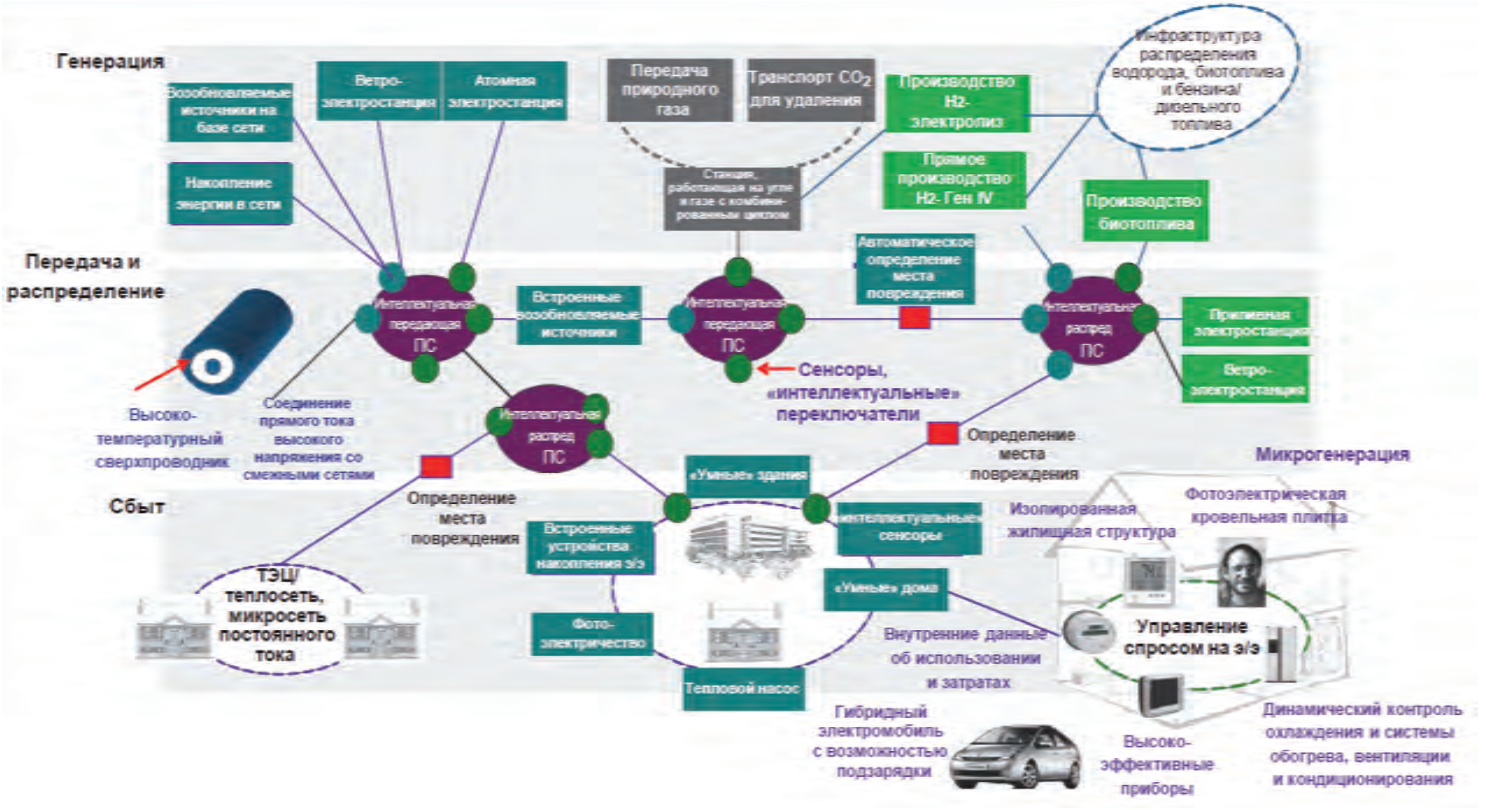
1. Широкое внедрение на новых и модернизируемых точках измерения интеллектуальных (smart) измерительных приборов — «умных» счетчиков с функцией дистанционного управления профилем нагрузки измеряемой линии и измерительных преобразователей со стандартными коммуникационными интерфейсами и протоколами (в том числе беспроводными), соответствующих стандартам информационной безопасности.

2. Установка на каждом крупном энергетическом объекте Smart City, присоединенном к электросети (жилом районе, офисном центре, фабрике и т.д.), усовершенствованных автоматизированных информационно-измерительных систем (АИИС), работающих в режиме реального времени. АИИС должны осуществлять мониторинг объектовых процессов (например, электро- газо- теплоснабжения, включая параметры качества энергии), выполнять простые алгоритмы автоматического регулирования и иметь развитые средства информационного обмена с внешним миром.

3. Создание широкой сети интегрированных коммуникаций на базе разнообразных линий связи — ВОЛС, спутниковых, GPRS, ВЧ-связи по ЛЭП и др. Каждая АИИС должна быть подключена как минимум по двум независимым каналам связи.

4. Внедрение в энергокомпаниях автоматизированных систем (АС) управления производственной деятельностью. Поскольку все энергопредприятия относятся к производствам с непрерывным циклом, можно выделить четыре вида таких систем:

- АС управления техническим обслуживанием и ремонтами;
- АС работы на рынках (коммерческой диспетчеризации);
- АС обслуживания клиентов;



Источник: *материалы конференции компании General Electric. - Москва, 11 февраля 2010 года.*

Рис. 2.5.6. ***Интеллектуальные сети (Smart Grid) и энергоэффективность***

- АС управления основным производством — генерацией, передачей, распределением, сбытом (учетом потребления) или диспетчеризацией.

5. Создание интегрированных интерфейсов к АИИС и АС управления производственной деятельностью для автоматического обмена данными с АС других участников рынка. При этом должны быть определены протоколы обмена и стандарты информационной безопасности для всех категорий участников рынка.

Для динамичного управления нагрузками при нескольких источниках генерации в подобных интеллектуальных сетях практически невозможно обойтись без накопителей энергии. Сетевые накопители электрической энергии попеременно используются системой управления то в качестве генерации, то в качестве нагрузки для выравнивания графика потребления и снижения перегрузок в сети. Сетевые накопители энергии накапливают энергию при ее избытке в сети и возвращают в сеть в периоды дефицита.

Литература

1. Энергоэффективный мегаполис – Smart City «Новая Москва» / под ред. В.В. Бушуева, П.А. Ливинского – М.: ИД «Энергия», 2015 г., 76 с.

2. Jenkins N., Allan R., Grossley P., Kirschen D., Strbac G. Embedded Generation. London; IEE, 2000 г.

3. Возобновляемые источники энергии. Теоретические основы, технологии, технические характеристики, экономика. Магдебург, Otto-von-Guericke-Universitat Magdeburg 2010 // Отв. ред.: З.А. Стычинский, Н.И. Воропай.

4. Z. A. Styczynski, K. Rudion, P. B. Eriksen, A. Orths, T. Schafer, W. Sattinger, L. Rouco, A. Phadke: Operation and Control Strategies for Networks with a High Degree of Renewable Generation; Survey Paper at PSCC 2008 Conference, Glasgow, Scotland, 14.-18.07.2008.

5. Исмаилов С.Т., Труфакин С.С., Фишов А.Г.. Мультиагентное регулирование в электрических сетях с распределенной генерацией и активными потребителями// Новосибирский гос. тех. ун-т. Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем. Екатеринбург, 3 -7 июня 2013 года.

6. IBM Business Consulting Services. Построение интеллектуальной электрической сети для передающих и распределительных энергокомпаний, Москва – 2005. – 20 с.

ГЛАВА 3

КОНЦЕПЦИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ БУДУЩЕГО

3.1. Энергетика как инфраструктурная «система систем»

Энергетика может рассматриваться как метасистема, интегрирующая различные сферы деятельности ТЭК. Она представляет собой единство экономической, силовой, информационной, технологической и других систем, составляющих не просто организационно-технологическое многообразие этой метасистемы, а новую системную интегрированную конструкцию, обеспечивающую сочетание определенной самостоятельности множества центров принятия решений и их скоординированное участие в решении главной задачи – обеспечить устойчивое жизнеобеспечение социума. В работе в постановочном плане обосновывается целесообразность использования методологии «системы систем» для решения задач управления развитием и функционированием на примере инфраструктурных систем – энерго-, газо- и теплоснабжения городов и агломераций, а также на примере сложных, в т.ч. и межгосударственных объединений. Показано, что информационные сети, обеспечивающие единство этих задач, сами являются инфраструктурной основой энергетики.

Инфраструктурные метасистемы

Инфраструктура – основа устойчивого развития и функционирования любого социума. Задачи поддержания, развития и рационального использования инфраструктуры есть жизненная необходимость и залог выживания государства и общества в условиях глобальной конкуренции. Инфраструктурные сферы общественной жизни (энергетика,

транспорт, связь, ЖКХ и др.) представляют собой сложные метасистемы, состоящие из отдельных систем, имеющих свои целевые, структурные и функциональные особенности, но в конце концов объединенных конечным предназначением (обеспечение устойчивого развития социума). Метасистема, или получившее в современной зарубежной литературе по системологии понятие «система систем» (System of System, SoS), – это не только более высокий уровень объединения сложных систем, но и иной вид их интеграции, когда каждая из систем полностью самостоятельна и даже может конкурировать со смежными системами за исходные ресурсы, в т.ч. и финансовые средства общих потребителей (государства, населения) и банковских структур, но они взаимно дополняют друг друга в общей задаче жизнеобеспечения общества. Так, например, системы газоснабжения и электроснабжения – конкуренты в системе ЖКХ, но они не только сосуществуют вместе, но и дополняют друг друга, обеспечивая в целом более широкий спектр энергетических услуг и более развитую инфраструктурную основу энергоснабжения потребителей. Тепловая, гидро-, атомная энергетика, а в последнее время и ВИЭ, составляют единый генерирующий комплекс, который только вместе с сетевым комплексом и потребительским сектором создает электрическую систему как единое целое. Территориальная интеграция этих систем образует энергообъединение, составные части которого могут конкурировать на общем оптовом рынке, но своим совместным существованием обеспечивают не только надежность и эффективность (за счет снижения общего резерва мощности, совместного регулирования пиковых нагрузок и взаимопомощи в аварийных условиях), но и живучесть Единой энергетической системы. В России инфраструктурные метасистемы вслед за общественно-политическим строем также испытали метание от одной крайности к другой и обратно. На примере электроэнергетики можно видеть, что переход от планово-директивной системы экономики к государственно-рыночной предопределяет необходимость трансформации идеологии системности к SoS-идеологии. Действительно, раньше ЕЭЭС страны была при всей ее сложности моносистемой, направленной на обеспечение баланса спроса (нагрузки) и предложения (генерации). Целевые задачи для энергетики были сформулированы директивными решениями партии и правительства, а межотраслевой и внутриотраслевые балансы спроса и предложений задавались установками Госплана СССР и транслировались вниз по иерархической лестнице вплоть до отдельных предприятий и регионов. Эти установки учитывали в общем ТЭБ страны возможность эффективного использования первичных ТЭР, нерав-

номерно распределенных по территории. При этом на основе искусственного ценообразования на различные энергоресурсы заранее определялась целесообразность развития смежных топливных отраслей и размещение энергоемких потребителей. В рамках совместного управления Госплана и Минэнерго СССР формировалась структура энергетических мощностей, программа их ввода, обеспеченность ресурсами. Задачей управления самой электроэнергетикой оставалось выполнить эти программные установки, на что и были нацелены различные системы оперативно-диспетчерского управления, территориально и организационно повторяющие структуру ЕЭЭС (РЭУ, ОДУ, ЦДУ). Во все времена существования СССР (а во многом и до сих пор) считалось, что непрерывный рост электропотребления (а, следовательно, и производства) есть непременное условие развития экономики страны. Для СССР – с его планово-директивной системой организации экономики и всей социальной сферы – наличие отраслевого управления было совершенно естественным и обеспечивало реализацию общего принципа, сформулированного еще в плане ГОЭЛРО: «Коммунизм – это есть советская власть плюс электрификация всей страны». Именно такая система организации электроэнергетики позволила стране стать одной из ведущих индустриально развитых стран мира, а советский опыт работы ЕЭЭС был примером не только для стран социалистического лагеря, но и для США, Франции, других стран Европы, Азии и Южной Америки. После развала СССР доминирующим стало представление, что централизованное управление – это анахронизм, и электроэнергетика нуждается не в государственном управлении и развитии, а в приватизации, либерализации, свободном ценообразовании и доминанте рыночных отношений. В результате проведенной реформы были созданы различные ТГК, ОГК, сетевые и сервисные компании, которые не столько конкурируют между собой в борьбе за потребителя, сколько отражают частные интересы собственников и менеджеров компаний в использовании финансовых ресурсов инвесторов, государства и потребителей. Реформа не привела к ожидаемым результатам массового привлечения частного капитала инвесторов и снижению цен за счет конкуренции поставщиков. А введение различных модификаций оптового и розничных рынков с их многочисленными регуляторами привели к организационному и финансовому противостоянию поставщиков-монополистов и потребителей. Регулирование цен со стороны государства, с одной стороны, из опасений социального недовольства большинства потребителей тормозило этот рост цен, при том что доля затрат на электроснабжение неуклонно снижалась и составляет сегод-

ня всего 3% в себестоимости промышленной продукции. И это несмотря на то, что динамика российских цен действительно опережала рост цен в промышленности и превысила уровень цен в США. С другой стороны, искусственное сдерживание цен по сравнению с их объявленной либерализацией отпугнуло инвесторов своей непоследовательностью. И это сдерживает не только развитие, но и необходимую модернизацию устаревших фондов в электроэнергетике, что грозит стране потерей ее энергетической безопасности. Налицо явное противоречие между производительными и потребительскими секторами единой электроэнергетики. По сути, эти сектора стали в новых условиях самостоятельными организационно-технологическими системами, которые нуждаются в новой SoS-интеграции, тем более что во все большей степени проявляется конкуренция между централизованными и самостоятельно создаваемыми потребителями децентрализованными системами энергоснабжения. Их противоречие проявляется в том, что централизация экономически более выгодна, а децентрализация в ряде случаев – более надежна, удобна и эффективна. Поэтому и необходим поиск новых условий их SoS-интеграции. Констатация этого факта не означает призыва к немедленному возврату к старой централизации. Смотреть вперед можно и нужно только на основе непредвзятого анализа того, что мы имеем сегодня и осознания того, какие новые требования предъявляются обществом к многоликой электроэнергетике и по какому пути она должна развиваться, чтобы обеспечить свою роль в жизни страны.

Сверхцель для современной электроэнергетики – инфраструктурное обеспечение социально-экономического развития страны и обеспечение должного уровня комфорта для населения [1].

ТЭК агломерации как пример инфраструктурной метасистемы

ТЭК агломерации представляет собой метасистему, состоящую из нескольких взаимосвязанных и конкурирующих сложных комплексных систем:

- газовой;
- теплоснабжение (в т.ч. снабжение горячей водой);
- электроэнергетической;
- снабжение нефтепродуктами.

Точкой соприкосновения всех систем является конечный продукт/услуга потребителю, который должен быть предоставлен на требуемом

уровне комфорта (доступность, надежность, качество и т.д.). Глобальной целью метасистемы топливно-энергетического комплекса агломерации является поддержание и улучшение стандартов обслуживания в условиях изменения внешних факторов (демографические, экономические, научно-технические, экологические). Из этой глобальной цели формируются уже цели рангом ниже, но остающиеся в рамках метасистемы. Например:

- обеспечение энергетического баланса;
- разработка средне- и долгосрочной стратегии развития;
- надежность и доступность продукта;
- предоставление выбора потребителю;
- разработка нормативной базы и осуществление арбитража;
- снижение себестоимости услуг за счет более рационального использования имеющейся инфраструктуры [2].

Процесс построения модели для любой метасистемы, в т.ч. данной, осложнен тем, что для одного и того же продукта (функции) системы выступают и как конкуренты, и как партнеры. Так, например, газоснабжение может быть конечным вариантом обеспечения приготовления пищи и отопления в коммунально-бытовом секторе, и в тоже время использоваться на ТЭЦ и в котельных как промежуточное использование энергоносителя для производства электроэнергии – конечного потребительского продукта, используемого, в т.ч. и для целей электротеплоснабжения. Газ может быть заменителем моторного топлива для автомобилей, а также ресурсом для производства электрической энергии при зарядке электромобилей. Выбор того или иного варианта сочетания промежуточных и конечных энергопродуктов не может быть осуществлен только по экономическим условиям. Социальная эффективность потребительской энергетики определяется и удобством, и надежностью, и комфортом предоставляемых энергетических услуг. Немаловажную роль при принятии инфраструктурных решений играют задачи управляемости систем энергоснабжения.

«Система систем» в разрезе дихотомии централизации

На протяжении всей человеческой истории можно проследить борьбу двух подходов централизации и децентрализации. Каждый из этих подходов обладает своими достоинствами и недостатками, которые российское общество смогло эмпирически ощутить в процессе своего

исторического развития в XX веке. Как командно-административная, так и свободно-рыночная модель раз за разом доказывали свою неэффективность и несостоятельность. С одной стороны, управление сложными, комплексными системами невозможно при построении жестко иерархической структуры вследствие фундаментального принципа: чем больший[3] путь проходит управляющий сигнал, тем более вероятна ошибка при его передаче, следствием чего являются потребности в карикатурном «ручном» управлении и набившие всем оскомину выражения «руководителям надо знать ситуацию на местах». Помимо этого, в таких структурах падает как скорость принятия решения, так и отказоустойчивость: при отказе одного из центральных узлов нарушается работа всей системы в целом. Из-за высокой нагрузки возрастают и требования к центральным узлам, которые зачастую невозможно удовлетворить в полном объеме. С другой стороны, децентрализация ведет к нерациональному использованию ресурсов вследствие конфликтов и конкуренции между составляющими системами и их частями. Принятие решения происходит в условиях явной информационной неосведомленности, отсутствие единого центра в конечном счете приводит к ослаблению и деградации всей метасистемы в целом вследствие отсутствия внятной стратегии развития и траты существующих ресурсов и возможностей для обслуживания сиюминутных интересов и потребностей многочисленных самостоятельных центров принятий решений. Примеров несостоятельности децентрализованных систем предостаточно. Феномен «фиаско рынка», когда «невидимая рука» рынка не в состоянии обеспечить равновесие и требуется вмешательство государства, сопровождает уже не первый экономический кризис. Так, например, одной из основных задач развития энергетической инфраструктуры является поиск такой интеграции централизованных и децентрализованных систем энергоснабжения на уровне региона, которая бы обеспечила, с одной стороны – интересы всех заинтересованных сторон, а с другой – устойчивое и гарантированное развитие и функционирование. Именно подобные задачи и являются предметом использования SoS-проектирования при создании метасистемных структур.

Несколько слов о SoS-проектировании

Наиболее широкое распространение понятие «система систем» получило как набор или компоновка систем, в результате которого неза-

[3] Величина пути определяется количеством узлов системы, участвующих в процессе.

висимые и полностью функциональные системы объединены в более крупную систему, что приводит к появлению уникальных возможностей [3].

Другими словами, SoS – это объединение нескольких систем для решения задач, которые ни одна из объединенных систем не в состоянии выполнить самостоятельно. При этом каждая система сохраняет свое собственное управление, цели и ресурсы, находясь в условиях координации с другими системами SoS и адаптации к целям SoS. Принципиальная разница системы и «системы систем» представлена в табл. 3.1.1.

Таблица 3.1.1

Принципиальные различия системы и «системы систем»

Свойства	Система	«Система систем»
1. Сфера деятельности	Единственная	Множество
2. Структура	Радикально-иерархическая	Ячеисто-сетевая
3. Индикаторы	Интегральный	Многофакторный
4. Управление	Иерархическое	Мультиагентное
5. Интерфейс	Общесистемный	Сетевой
6. Целеположение	Программное	Адаптивное

В зависимости от степени централизации SoS подразделяют на следующие категории [4]:

- *Виртуальная*. В SoS отсутствуют централизованное управление и главные цели.
- *Коллаборативная (мягкая)*. Системы в SoS взаимодействуют более или менее добровольно для удовлетворения согласованных главных целей.
- *Согласованная (смешанная)*. Цели SoS признаются основными, в то время как компоненты сохраняют свои собственные задачи, финансирование и подходы к развитию.
- *Директивная (жесткая)*. SoS создана и управляется для выполнения конкретных задач. Компоненты работают независимо друг от друга, но их режим работы находится в подчинении целям SoS. С точки зрения проектировщика от обычной системы SoS имеет следующие основные отличия:
- *Участие заинтересованных сторон*. Заинтересованные стороны присутствуют со своими, зачастую конкурирующими между со-

бой интересами и приоритетами одновременно на уровне отдельно взятой системы и SoS в целом. Иногда участники какой-либо системы не заинтересованы в SoS. Интересы не всех участников могут быть приняты во внимание.

- *Управление*. Управление и финансирование осуществляется независимо как для SoS, так и для отдельных систем. Как правило, SoS не имеет полной власти над всеми системами.
- *Функционирование*. SoS должна выполнять свои оперативные задачи, используя системы, чьи цели могут не совпадать с целями SoS.
- *Границы и интерфейсы*. Обычная система не распространяется дальше своих границ и сфокусирована на своих интерфейсах. В свою очередь, SoS должна уметь определять системы, которые способствуют достижению ее целей и без потери функциональности связывать их с другими включенными системами посредством своей информационной составляющей, то есть SoS должна иметь соответствующую этим задачам информационную систему, способную адаптироваться к изменению состава обслуживаемых систем.
- *Производительность и поведение*. Система функционирует для выполнения своих собственных целей. Производительность SoS должна удовлетворять как нужды пользователей SoS, так и нужды включенных систем. Более подробное сравнение представлено в табл. 3.1.2 [5]. Таким образом, «систему систем» можно представить как динамический набор систем для реализации поставленных задач. В зависимости от поставленной задачи формируется «система систем » (см. рис. 3.1.1).

Таблица 3.1.2

Сравнительная оценка системы и «системы систем»

Сравнительные характеристики	**Система**	**«Система систем»**
Управление и контроль		
Участие заинтересованных сторон	Полностью определенный круг заинтересованных сторон	Два уровня заинтересованных сторон в условиях смешения зачастую конкурирующих интересов

Окончание табл. 3.1.2

Сравнительные характеристики	Система	«Система систем»
Управление	Унифицированное управление и финансирование	Увеличение уровней сложности в связи с необходимостью в управлении и финансировании как SoS, так и отдельно взятых систем
Оперативная деятельность		
Функционирование	Разработана для удовлетворения конкретных оперативных целей	Призвана удовлетворять оперативные цели, используя включенные системы, чьи цели могут не совпадать с целями SoS
Внедрение		
Тестирование и оценка	Тестирование и оценка системы принципиально возможны	Тестирование и оценка представляют сложную задачу, зачастую невозможную из-за разных жизненных циклов используемых систем и постоянно меняющейся конфигурации
Проектирование		
Границы и интерфейсы	Акцент на границах и интерфейсах	Акцент на определении систем, способствующих выполнению целей SoS, а также на обеспечении соответствующего уровня развития информационной составляющей
Производительность и поведение	Система функционирует для выполнения своих собственных целей	Производительность SoS должна удовлетворять нужды пользователей SoS и соблюдать баланс между потребностями систем

Основным вызовом при проектировании метасистем является поиск сбалансированного решения в условиях связи типа «многие к многим». Это вызвано следующими факторами:

- поставленная цель может требовать разнообразных возможностей и свойств;
- свойство какой-либо системы может быть задействовано для достижения нескольких целей;

Рис. 3.1.1. ***Архитектура SoS***

- система может обладать множеством свойств и быть задействована для достижения нескольких целей;
- многие системы обладают одинаковыми (в свете достижения цели) возможностями;
- некоторые возможности появляются вследствие эмерджентности объединения нескольких систем;
- системы могут управляться из множества центров приятия решений.

Итак, идеология «система систем» применима для решения вопросов проектирования и моделирования сложных составных систем с множеством центров принятия решений. В таких системах наблюдаются четыре основные проблемы управления (см. рис. 3.1.2):

- централизованного управления;
- разработки и реализации стратегии;
- координации;
- арбитража.

Данные проблемы из-за чрезвычайно сложной структуры, конфликтов и конкуренции в метасистеме невозможно решить построением классической иерархической модели. В таких условиях следует применять идеологию «системы систем», одним из основных принципов которой является субсидиарность на уровне оперативного управления. Взаимосвязь между центрами принятия решений разных систем осуществляется посредством облака горизонтальных связей. Надсистемный центр занимается вопросами целеполагания, в соответствии с которым формирует облако горизонтальных связей (см. рис. 3.1.3), арбитража и оценки рисков в рамках метасистемных целей. Как видно из этого рисунка, эмерджентность построенной «системы систем» возникает за счет возможности координации и арбитража множества систем в оперативном режиме, в результате чего появляется способность выполнения задач, которые каждая система в отдельности решить не может. Отдельного рассмотрения при проектировании требует информационная система, являющаяся инфраструктурной по отношению ко всей метасистеме. Она делится на две неравнозначные части: подсистемы управляющих сигналов (иерархическая составляющая) и подсистему информационного поля принятия решений (облако горизонтальных связей).

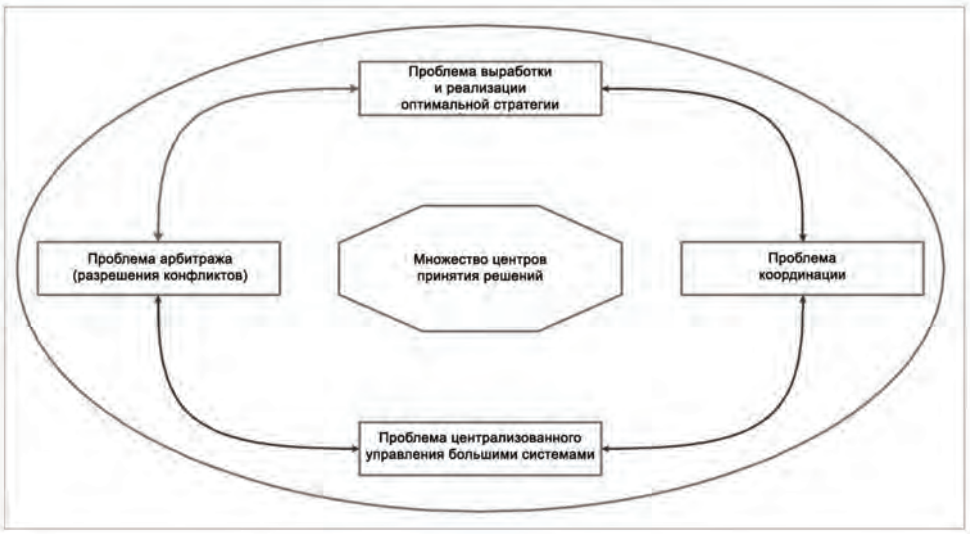


Рис. 3.1.2. ***Основные проблемы управления сложных составных систем***

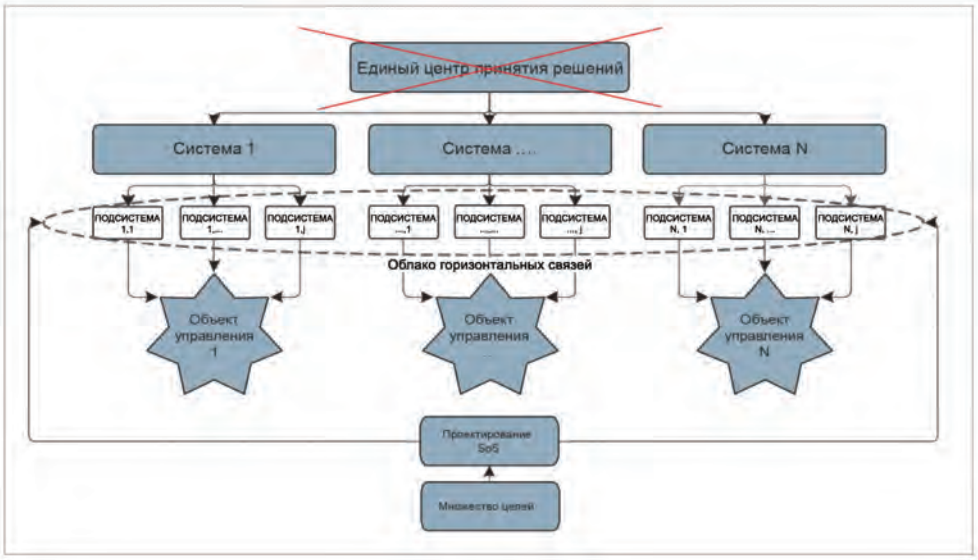


Рис. 3.1.3. ***Иерархическая структура в SoS***

Информационная система – инфраструктурная основа метасистемы

Как мы уже отмечали выше, информационная система является инфраструктурной по отношению ко всей метасистеме. Ее основная задача — информационное обеспечение управленческих функций участников метасистемы как на оперативном, так и на стратегическом уровнях. Без адекватного информационного обеспечения менеджмента принципиально невозможно создание новых и оптимизация существующих бизнес-процессов в метасистеме. Осведомленность, транспарентность, координация и, как результат, коллективная направленность на поддержание устойчивого развития являются продуктами развитой информационной системы. Для описанной выше инфраструктурной метасистемы «ТЭК агломерации» была разработана следующая концепция информационной системы (рис. 3.1.4).

1. Цель: информационное обеспечение управленческих функций участников метасистемы как на оперативном, так и стратегическом уровнях.

2. Структура:

- независимые участники и их информационные системы (ИС);
- информационные кластеры;

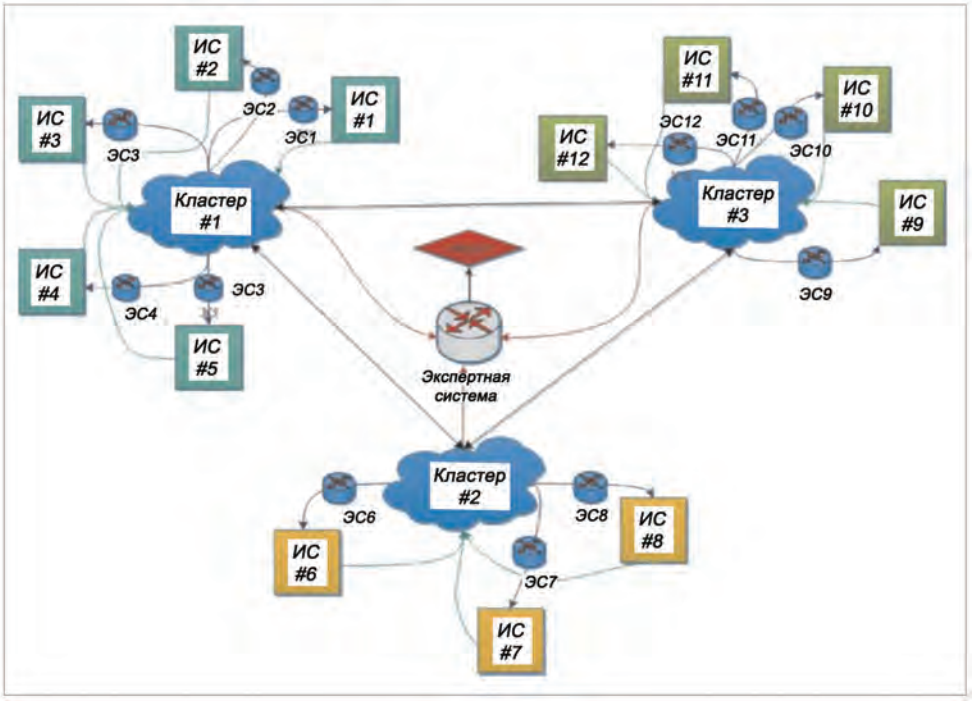


Рис. 3.1.4. ***Концепция информационной системы инфраструктурной метасистемы «ТЭК агломерации»***

- экспертные системы;
- надзорный орган (в случае необходимости).

3. Функционирование.

Сбор и хранение данных. На метасистемном уровне формируются стратегические цели. Например:

- надежность и доступность продукта;
- устойчивое развитие всей метасистемы в целом;
- разработка средне- и долгосрочной стратегии развития;
- предоставление выбора потребителю;
- снижение себестоимости услуг за счет более рационального использования имеющейся инфраструктуры.

В соответствии с этими целями и бизнес-процессами в метасистеме производится кластеризация и определяются:

- стандарты сбора информации (что собирать и каким образом);
- стандарты интерфейсов ИС.

Хотелось бы отметить, что информационные системы независимых участников могут быть различными, но обязаны иметь совместимые с кластером интерфейсы, по которым должны передавать определенную стандартом информацию о своем состоянии.

Кластеры выполняют следующие функции:

- хранение информации;
- обеспечение участникам, не включенным в кластер, доступа к кластерным данным;
- обеспечение участникам кластера доступа к данным других кластеров. Таким образом обеспечивается сбор и хранение данных для всей метасистемы.

Информационное обеспечение. Метасистемное информационное обеспечение принятия решения требуется как на оперативном, так и на стратегических уровнях управления. Доступ к огромным массивам данных, как внутрисистемных и метасистемных, скорее всего, приведет к информационной перегрузке лица принимающего решения. Поэтому необходимой составляющей должны стать интеллектуальные средства поддержки принятия решения (экспертные системы), работающие с массивом первичных данных. Например, такие интеллектуальные средства могут с учетом состояния других участников подсказать оператору последствия его решения. Надзорный орган, оценивающий состояние всей метасистемы в целом, благодаря экспертным системам может оценить риски и в случае выхода параметров метасистемы за определенные стандартом предельные значения, скоординировать работу независимых участников. Стоит отметить, что искусственные нейронные сети в виду их структуры (модель персептрона: много входов – один выход) представляются перспективными в качестве методологии при создании интеллектуальных средств принятия решения.

Искусственные нейронные сети как средство моделирования устойчивого поведения метасистем

Энергетика сегодня находится на самом проблемном, а, следовательно, захватывающем и динамичном этапе своего развития, требующем новых подходов, идеологии и инфраструктуры, основными чертами которых должны стать: сетевая архитектура, мультиагентное управление,

интеллектуальность, самоорганизация, отраслевая интеграция и удобство, как определяющий социально-психологический критерий. Авторы отмечают надвигающийся структурно-технологический кризис в энергетике, когда морально устаревшая инфраструктура и идеологические подходы в отрасли не соответствуют тем вызовам, которые перед ними ставят новые технологии. Отмечается, что одним из способов преодоления такого кризиса является построение взаимосвязанных самоорганизующихся интеллектуальных систем, предполагающих мультиагентное управление так называемых «интеллектуальных» сетей. Отметим, что «интеллектуальные» сети есть эволюционное продолжение «умных» сетей, для «интеллектуализации» последних можно предложить использование искусственных нейронных сетей (ИНС) [5]. В условиях рыночной нестационарности огромную ценность приобретают методы, способные моделировать процессы, в частности – прогнозировать цены на рынке, прибыль или убытки, получаемые в реальном процессе энергоперетоков. Для эффективного предсказания в таких условиях требуется использовать способные к обучению (адаптирующиеся) системы или искусственный интеллект. Самые известные и распространенные из них это нейронные сети. В случае нестационарного процесса могут возникнуть трудности с их обучением. Фактически эффективное обучение возможно только на интервале квазистацинарности, когда вероятностные характеристики процесса не сильно меняются. Это связано с тем, что в таких условиях отсутствуют сведения о законах развития анализируемого процесса, существуют только входные величины, предыдущие значения цены. Для решения данной проблемы используется системное моделирование, которое подразумевает наличие информации о структуре процесса, некоторую его модель. Для этого необходимо выбрать оптимальные параметры этой модели, полученные в процессе обучения. По результатам использования нейросетей в качестве средства моделирования поведения сложной системы как «системы систем» можно сделать следующие выводы.

1. Нейросети могут использоваться как эффективный инструмент краткосрочного и среднесрочного моделирования процессов как сложных временных рядов.

2. Для получения более точных результатов следует учитывать и практически применять этап оптимизации архитектуры сети. При этом повышается надежность настройки сети и качество прогнозирования.

3. Наряду с этим успех использования аппарата нейросетей для решения задач прогнозирования зависит прежде всего от опыта экспертов, необходимого для выбора топологии сети, метода обучения и т.д.

Приведем также перечень основных задач, решаемых нейрокомпьютерами в современных энергетических системах.

1. Программирование, предсказание нагрузки.

2. Потокораспределение энергии.

3. Нейронные сети являются эффективным аппаратом диагностики энергетических систем.

4. Определение параметров стабилизации напряжения в энергосистемах с использованием нейронных сетей.

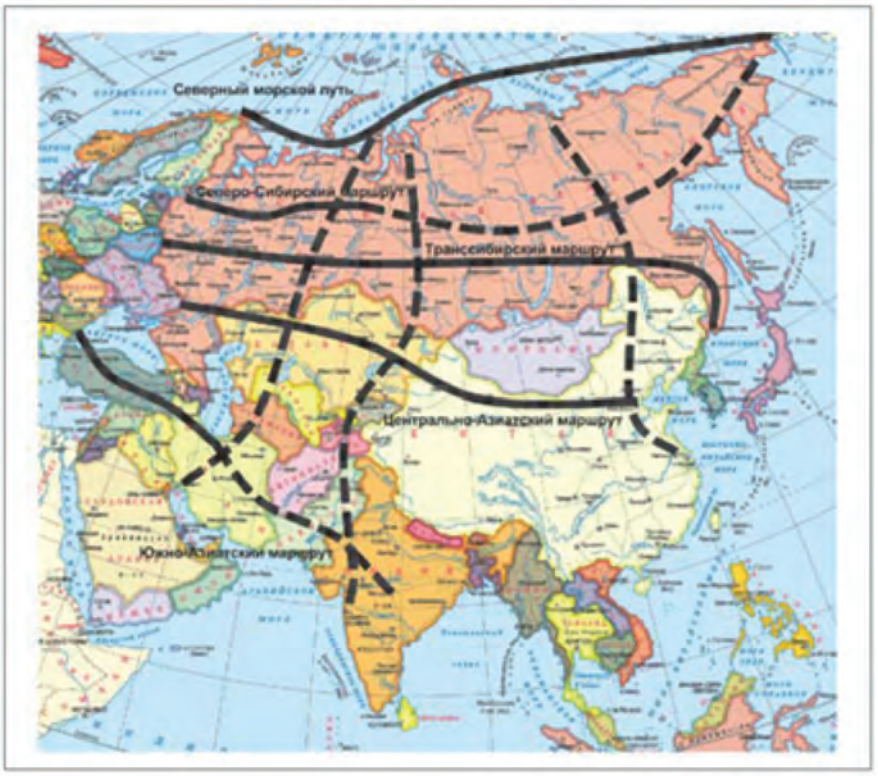
5. Размещение измерительных устройств на электростанциях с помощью нейронных сетей.

Использование нейротехнологий в энергетике позволяет также повысить эффективность решения следующих проблем: прогнозирования температуры окружающей среды с целью планирования нагрузки, диагностики энергосистем с целью определения неисправностей, мониторинга безопасности энергосистем, обеспечения устойчивости, оценки динамического состояния и диагностики генераторов.

Использование метасистемного подхода в задачах энергетической интеграции межгосударственных объединений

При объединении энергосистем различных стран возникает главная задача – как совместить национальные интересы энергетических компаний, действующих на территории суверенных государств и подчиняющихся своим интересам и законам с общей задачей интеграции, обеспечивающей эффективное использование коллективных ресурсных возможностей отдельных территорий (запасов топлива, гидроэнергии), развитую энергетическую инфраструктуру, надежный рынок энергопотребления, обеспечить коллективную энергетическую безопасность и эффективность энергетики. В частности, такие задачи возникают сейчас при создании Евро-Азиатского экономического пространства и при интеграции энергосистем России, Казахстана и Центральной Азии. При использовании традиционного объединения с передачей части функций целеполагания и управления развитием энергосистем задача «разумной» интеграции не имеет удовлетворительного решения. В частности, не достигается компромисс между проблемами эффективного использования воды в интересах Узбекистана и строительством Рогунской и Нурекской ГЭС. В традиционные схемы выдачи мощности не вписывается развитие Экибастуза. Противоречия вызывают трассы предполагаемого энергомоста Сибирь – Урал (минуя Казахстан

или с использованием его территории). Во всех этих случаях необходимо применение SoS-подхода, позволяющего выстраивать новую метасистему как объединение с множеством центров принятия решений, но работающих на высшую цель – обеспечение устойчивого развития евразийского пространства за счет выбора необходимой инфраструктурной схемы интеграции [6]. Одна из таких схем приведена на рис. 3.1.5.



Источник: *ИЭС.*

Рис. 3.1.5. ***Гипотетическая модель транспортно-энергетической инфраструктуры Евразии***

Здесь приведена не схема возможных ВЛ и других транспортно-энергетических коммуникаций (трубопроводных, железнодорожных, водно-энергетических), а инфраструктурная схема, обеспечивающая различные энергетические потоки (углеводородов, воды, электроэнергии, энергоемких товаров – руды, металлов, продуктов переработки сырьевых ресурсов). Такой подход позволяет рассматривать инфраструктуру не как конечный результат энергетической интеграции, а как исходное условие для выбора и размещения основных произво-

дительных сил – центров энергопотребления и центров энергопроизводства (добычи). При этом необходимо комплексно рассматривать поставленную проблему в свете не только экономических, технологических и управленческих, но и социально-психологических аспектов, обеспечивающих не просто развитие, но и эффективный устойчивый рост отрасли, экономики и общественного производства в целом. В этой связи проблема устойчивого развития является одной из самых актуальных задач современности на мировом уровне в связи с глобальным кризисом миросистемы (природа – общество – человек), а также на уровне региональных объединений (типа ЕврАзЭС), отдельных стран, отраслей и бизнес-структур. Ее решение требует не просто единого (экономического, экологического, энергетического) подхода, а новой методологии, основанной на общих принципах социоприродного и социотехнического развития. При этом базовыми принципами методологии устойчивого развития, реализация которых позволяет создавать метаситемы на принципе SoS-подхода, являются:

- комплексный анализ ресурсного потенциала такого развития (совокупности природных ресурсов всех видов, организационно-производственного, социального и человеческого капитала, составляющих национальное богатство (общее благо);
- анализ движущих сил (суммарного энергетического потенциала в виде исходных природных ресурсов и воспроизводимых в процессе социально-производственной деятельности человечества новых материальных активов и нематериальных возможностей);
- анализ процессов реализации этого потенциала (работы = энергии) для получения конечных продуктов и услуг, составляющих блага цивилизации (общества, хозяйственного объединения);
- выявление условий безопасности (устойчивости и живучести), эффективности и расширенного инновационного воспроизводства в системе, осуществляющей замкнутый энергетический процесс преобразования потенциала в действие;
- использование структурного подхода, позволяющего выявить внутренние силы самодвижения (саморазвития) системы за счет накопленной структурной энергии (в т.ч. синергетического эффекта гармонического энерго-эколого-экономического взаимодействия динамических элементов этой системы).

Методология живучести и устойчивого развития базируется на комплексном эргодинамическом подходе, основу которого составляет представление о том, что энергия является не просто движущей силой

любых преобразований, а синонимом самих действий – полезной работы. В результате энергетических преобразований формируется новый структурный потенциал, который реализуется в виде дополнительной структурной энергии, что создает возможность самодвижения и саморазвития системы в направлении не «тепловой смерти», а ее живучести и устойчивого развития. При этом сохраняется главное свойство метасистемы – ее единство (жизнеспособность) и саморазвитие.

Литература

1. Бушуев В.В. Энергетика России. Т. 1. Потенциал и стратегия реализации. М.: Энергия, 2012.

2. Кобец Б.Б., Волкова И.О. Инновационное развитие электроэнергетики на базе концепции Smart Grid. М.: Энергия, 2010.

3. A. Pyster, P. Gardner. Critical Success Factors in Systems of Systems Engineering // Tactical Systems & Solutions Business Unit, 2006.

4. J. Dahmann, K. Baldwin. Understanding the Current State of US Defense Systems of Systems and the Implications for Systems Engineering // IEEE Systems Conference. Montreal, 2008.

5. Каменев А.С., Королев С.Ю., Сокотущенко В.Н. Нейромоделирование как инструмент интеллектуализации энергоинформационных сетей / под ред. В.В. Бушуева. М.: Энергия, 2012.

6. Бушуев В.В. Единая национальная электрическая сеть как инфраструктурная основа ЕЭС России//Энергетическая политика. № 6. 2011.

3.2. Интегрированные энергетические системы

Характеристика проблемы

Энергетика, по сути, является инфраструктурной отраслью, задача которой – обеспечение энергоснабжения потребителей с требуемой надежностью и приемлемым качеством энергоносителя. Инфраструктурная роль особенно присуща электроэнергетическим, газо- и теплоснабжающим системам, имеющим развитую транспортно-распределительную сетевую инфраструктуру. Эти энергетические системы обычно подразделяются на производственно-транспортные (крупные электростанции и теплоэлектроцентрали, крупные котельные, газовые месторождения, подземные газохранилища, транспортные электрические и трубопроводные сети) – суперсистемы и системы энергоснабжения, представляющие собой распределительные электрические и трубопроводные сети, до недавнего времени не имевшие энергетических источников, а в последние десятилетия включающие установки распределенной генерации, – минисистемы. Особо важное значение имеют системы энергоснабжения современных городов и промышленных центров, имеющие развитую энергетическую инфраструктуру, включающую электроснабжающие, газоснабжающие и теплоснабжающие системы, к которой в последнее время относят и системы хладоснабжения [1]. В связи со стандартизацией интеллектуальных измерительных приборов и активным использованием потребителями собственных микроисточников энергии (солнечные фотопанели и коллекторы, микротурбины, микронакопители электроэнергии и тепла и др.), а также альтернативных приборов использования энергии, исследуются проблемы создания и функционирования микроэнергетических систем на уровне потребителей – микросистем [2-4 и др.]. Иерархия супер-, мини-, микросистем на примере электроэнергетических систем показана на рис. 3.2.1.

Производственно-транспортные энергетические системы обладают определенной интеграцией в плане использования энергоносителя одной системы в другой (например, газ как топливо на электростанциях и котельных, электроэнергия на газоперекачивающих агрегатах и др.), взаимозаменяемости энергоносителей, особенно в аварийных условиях (например, мазут вместо газа на электростанциях и котельных и др.), комплексного использования первичного энергоносителя для производства нескольких конечных энергоносителей (например,

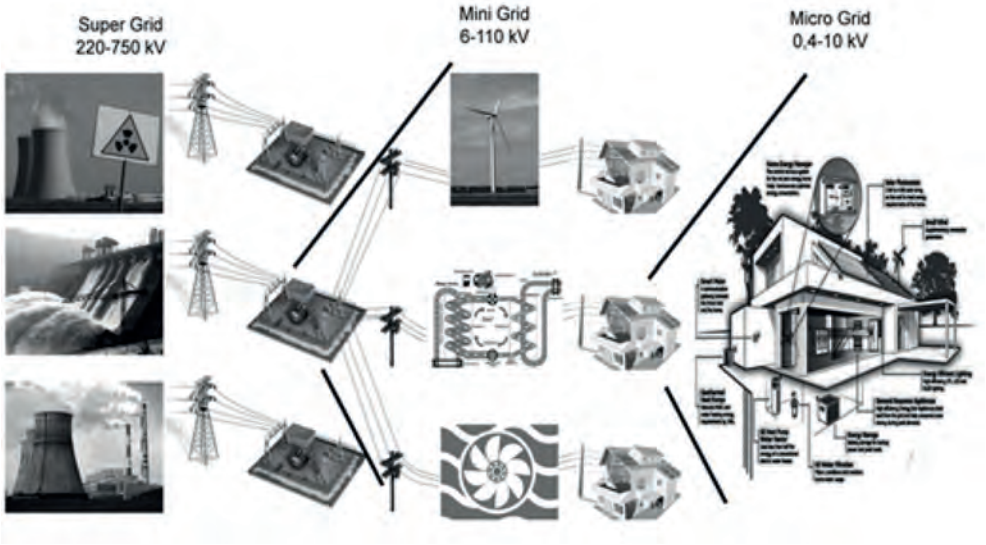


Рис. 3.2.1. ***Супер-, мини-, микро-электроэнергетическое объединение***

газ как топливо на теплоэлектроцентралях для производства электроэнергии и тепла). Указанная интеграция предопределяет ведущую роль рассматриваемых энергетических систем в топливно-энергетическом комплексе (ТЭК), при этом в результате оптимизации ТЭК определяются рациональные масштабы взаимодействия и взаимовлияния производственно-транспортных энергетических систем, а далее их развитие и функционирование и управление ими исследуются независимо. Производственно-транспортные энергетические системы в силу их масштабности имеют повышенное внимание в смысле обеспечения эффективности, надежности и качества их функционирования, рациональности развития. Для обеспечения эффективности и надежности этих систем и качества энергоснабжения используются развитые технологии и средства регулирования и автоматики для управления их функционированием [5, 6].

Энергетическая инфраструктура городов и промышленных центров представлена, как правило, централизованными системами либо на базе ТЭЦ с комбинированным производством электрической и тепловой энергии, либо на базе котельных и загородных электростанций с раздельным производством этих видов энергии. Энергетическая инфраструктура городов включает также газораспределительные сети, доводящие газ до конкретных потребителей. Эти системы нередко отличаются большими масштабами, значительной мощностью и объединяют десятки и даже сотни тысяч потребителей. В то же время они име-

ют упрощенные схемы распределения энергоносителей, недостаточно оснащены средствами регулирования и автоматики, что не позволяет осуществлять управление ими в режиме реального времени и приводит к повышенным финансовым и материальным затратам, а также к значительным потерям энергии [5, 6].

Задачи управления развитием и функционированием систем энергоснабжения городов и промышленных центров решаются раздельно по типам систем, зачастую без увязки между собой получаемых решений [7-9 и др.]. Имеющее место комплексное рассмотрение проблем энергоснабжения регионов [10, 11] ограничивается оптимизацией проектных решений в рамках региональных ТЭК без их дооптимизации на уровне систем энергоснабжения городов и промышленных центров и без исследования режимов работы этих систем и управления ими. В связи с этим организация скоординированного процесса развития и эксплуатации этих систем, а также рассмотрение разнотипных энергетических систем в виде единой интегрированной системы энергоснабжения позволит значительно повысить их безопасность, надежность, экономичность и экологичность. Неизбежное развитие распределенной генерации на базе нетрадиционных и возобновляемых источников энергии как на уровне систем энергоснабжения, так и непосредственно у потребителей, и их интеграция в централизованные системы требуют реализации новых принципов построения этих систем и создания интеллектуальных систем управления ими с развитым информационно-коммуникационным обеспечением. Объединение разрозненных систем разного уровня в единый технологический комплекс обеспечит реализацию новых функциональных возможностей, применение более совершенных технологий в эксплуатации и создание интегрированных централизованно-распределенных систем с координированным управлением их режимами и активным участием потребителей в процессе энергоснабжения.

Имевшая место до последнего времени интеграция систем электро-, тепло- и газоснабжения на уровне источников электроэнергии и тепла – ТЭЦ – фактически связывает системы энергоснабжения и производственно-транспортные энергетические системы (супер- и минисистемы) лишь на стороне производства энергии. Ситуация в системах энергоснабжения радикально изменилась после появления технологий и экономических механизмов их использования в плане альтернативных возможностей для потребителей в активном выборе приборов использования энергии – теплоснабжение от ТЭЦ либо электроотопление, электрические или газовые печи у бытовых потребителей и др. Обобщением этих возможностей стало введение понятия энергетического

хаба [12]. В результате интеграция систем электро-, тепло- и газоснабжения имеет место как на стороне производства энергии, так и на стороне ее потребления, а также на уровнях супер-, мини- и микросистем.

Увеличение масштабов распределенной генерации и расширение использования когенерации приведет к возрастанию роли распределительных электрических и трубопроводных сетей по сравнению с транспортными сетями вследствие приближения выработки электроэнергии и тепла к их потреблению. Функционирование рынков газа, электроэнергии и тепла и активность потребителей в управлении собственным энергопотреблением вызывают существенную неопределенность в режимах транспортных электрической, газовой и тепловой сетей. Высокая доля распределенной генерации электроэнергии и тепла, прежде всего на базе возобновляемых источников энергии, в том числе непосредственно у потребителей, приведет к существенному изменению свойств энергетических систем, как производственно-транспортных, так и систем энергоснабжения. Эти факторы требуют пересмотра принципов построения производственно-транспортных энергетических систем и систем энергоснабжения, в том числе на уровне потребителей, а также управления их режимами на основе интеграции этих систем.

В отличие от уровней супер- и минисистем, уровень микросистем для условий России пока практически не исследован.

При создании и функционировании интегрированных энергетических систем, их интеллектуализации исключительно важную роль на всех уровнях иерархии построения этих систем играют информационно-коммуникационные технологии как инфраструктурная основа интеграции составляющих в цельную «систему систем» [1, 13].

Исследования в области создания, развития и функционирования интегрированных энергетических систем, а также управления ими интенсивно проводятся сравнительно недавно. В [1] дан краткий обзор состояния этих исследований.

Элементы концепции

Рассмотренные аспекты интегрированных энергетических систем дают основания для обобщения и развития представлений о проблеме. Интегрированные интеллектуальные энергетические системы можно образно представить в виде некоторой трехслойной структуры в трех измерениях наподобие кубика Рубика (см. рис. 3.2.2) [1]. Определим эти группы слоев следующим образом: слои систем (системы электро-,

тепло/хладо- и газоснабжения), слои масштаба (супер-, мини-, микросистемы), слои функций (энергетические функции, функции коммуникаций и управления, функции выработки решений). Рассмотрим более подробно представленную многослойную структуру.

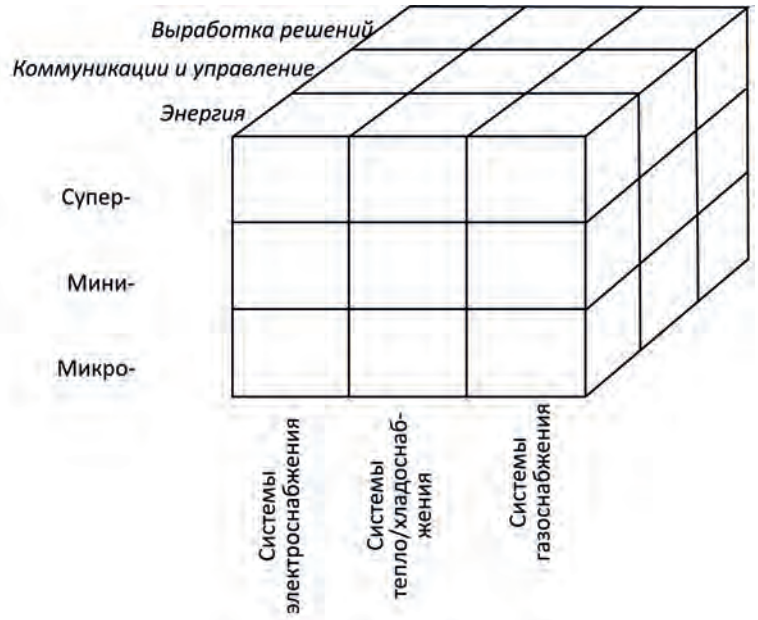


Рис. 3.2.2. ***Трехслойная структура интегрированных энергетических систем в трех измерениях***

Слои систем особых дополнительных комментариев и уточнений не требуют. Как указывалось выше, это ключевые инфраструктурные энергетические системы. Можно разве что еще раз отметить наличие технологических взаимосвязей между этими энергетическими системами на разных уровнях. Слои масштаба представляются в виде следующих взаимосвязанных систем:

- суперсистемы включают крупные электростанции (конденсационные и теплоэлектроцентрали), крупные котельные, газовые месторождения, подземные хранилища газа, транспортные электрические, газовые и тепловые сети;
- минисистемы включают миниисточники энергии, подключаемые к распределительным электрическим, тепловым и газовым сетям (мини-ТЭЦ, пиковые котельные, ветропарки, мини-ГЭС, фотоэлектрические комплексы и др.), а также сами упомянутые распределительные сети;

- микросистемы включают одиночные ветроагрегаты, микротурбинные установки, солнечные коллекторы и фотопанели, микронакопители электроэнергии и тепла, и др.), а также внутридомовые электрические, тепловые и газовые сети.

Слои функций включают следующие составляющие функции:

– энергетические функции – производство, транспорт, хранение, распределение и потребление энергоресурсов (электроэнергии, тепла/холода, газа) на всех уровнях слоев систем и слоев масштаба;
– функции коммуникаций и управления – измерение (получение) информации, ее обработка, передача и представление, а также системы управления режимами и развитием интегрированных интеллектуальных энергетических систем;
– функции выработки решений включают модели и методы обоснования решений по развитию интегрированных энергетических систем, а также настроек систем управления ими.

Отметим достаточно сильные взаимосвязи между слоями функций: слой коммуникаций и управления использует информацию из слоя энергетических функций (текущие параметры структуры и режима систем, прогнозная информация на близкую и удаленную перспективу и др.), а также результаты работы моделей и методов слоя выработки решений; слой выработки решений использует информацию из слоя энергетических функций и слоя коммуникаций и управления и на этой основе вырабатывает решения для слоя коммуникаций и управления.

Представленная трехслойная структура интегрированных интеллектуальных энергетических систем дает возможность рассмотреть проблему с разных позиций и более систематично сформулировать задачи исследований.

Задачи исследования

Рассмотрим возможные проблемы, требующие исследований при интеграции энергетических систем, сначала *с точки зрения слоев систем*.

Реализуемые в настоящее время решения по интеграции производственно-транспортных суперсистем, отмеченные выше (использование выходного энергоносителя одной системы в качестве исходного для второй, взаиморезервирование в аварийных условиях и др.), определяются экономической целесообразностью и требованиями надежности

энергоснабжения. Эти требования формируются для определенного набора ординарных условий и ситуаций. Открытым остается вопрос о достаточности рассматриваемых интеграционных решений для неординарных, экстремальных ситуаций. И в том, и в другом случае необходимы соответствующие компьютерные модели, позволяющие выполнять количественные оценки последствий как ординарных, так и экстремальных ситуаций, особенно с учетом тенденции развития распределенной генерации, в результате которой транспортная сеть разгружается и приобретает новые свойства, что может потребовать трансформации принципов построения производственно-транспортных энергетических систем. Следует отметить, что рассматриваемый аспект характерен для различных систем в разной степени: в наибольшей мере – для электроэнергетических систем и почти несущественен для газотранспортных систем для условий России. Сейчас имеются необходимые компьютерные модели, позволяющие оценивать интеграционные факторы вариантно, учитывая неопределенность исходной информации.

Более существенные проблемы для исследований возникают на уровне минисистем, т.е. систем энергоснабжения. Возникновение соответствующих исследовательских задач определяется появлением значительной доли распределенной генерации в распределительных электрических и трубопроводных сетях и альтернативных приборов потребления энергоресурсов у потребителей. В [1] представлена информация о проведенных к настоящему времени исследованиях в различных странах. Требуются соответствующие исследования для российских условий, имея ввиду новую для России ситуацию интеграции систем энергоснабжения не только на уровне источников (ТЭЦ), но и на уровне потребителей. Для этих целей на первой стадии могут быть использованы существующие независимые по отдельным системам компьютерные модели аналогично уровню суперсистем. Принципиальный вопрос таких исследований первого этапа заключается в том, насколько и для каких условий и ситуаций необходимы комплексные модели для совместного исследования интегрированных энергетических систем.

Уровень микросистем, как было отмечено выше, пока для условий России практически не исследован. В этом плане в первую очередь необходим глубокий анализ и адаптация к российским условиям международного опыта. На основе этого могут быть сформулированы актуальные задачи исследований.

При проведении отмеченных исследований на всех уровнях необходим учет интеллектуальных технологий и средств, использование которых может коренным образом изменить свойства энергетических систем и инициировать новые проблемы, требующие своего решения.

Рассмотрим теперь возможные проблемы, требующие интеграционных исследований с точки зрения слоев масштаба. Этот аспект касается взаимосвязей между супер-, мини- и микросистемами. В этом плане целесообразно отметить два соображения.

Первое связано с физическими взаимосвязями между энергетическими системами разного уровня. Эти физические связи определяются необходимой пропускной способностью интерфейса между уровнями систем для передачи энергоресурса от его производства до потребителей с учетом требований надежности в плане необходимого уровня резервирования этой пропускной способности. Требования к пропускной способности интерфейса между системами разного уровня определяются ординарными условиями и ситуациями и соответствуют традиционной парадигме построения энергетических систем. При реализации новой парадигмы, определяемой широким использованием интеллектуальных технологий и устройств на всех уровнях энергетических систем и принципиальным изменением их свойств потребуются дополнительные исследования необходимости корректировки требований к интерфейсу. Корректировка этих требований изменит взаимосвязи между слоями масштаба интегрированных энергетических систем.

Второе соображение в рассматриваемом плане связано с моделированием многоуровневых энергетических систем, представляемых совокупностью разных слоев масштаба. Здесь в настоящее время существуют два принципиально разных подхода. Первый состоит в совместном моделировании энергетических систем разных слоев масштаба в исходном виде. На примере электроэнергетических систем это означает представление в одной модели исходных схем от сверхвысоких напряжений 500-750 кВ транспортной сети до внутридомовых сетей напряжением 0,4 кВ. Этот подход кажется не очень конструктивным вследствие необозримости сформированной таким образом модели, трудностей ее использования из-за разномасштабности параметров и др.

Более подходящим представляется другой подход, использующий агрегирование моделей смежных уровней при рассмотрении модели исследуемого уровня. На примере электроэнергетических систем это означает, что при рассмотрении производственно-транспортной системы система электроснабжения на уровне распределительной элек-

трической сети учитывается в агрегированном виде, при рассмотрении распределительной электрической сети производственно-транспортная система, с одной стороны, и микросистема, условно говоря, домового уровня, с другой стороны, моделируются в агрегированном виде. Тем самым реализуется иерархический подход к моделированию исходной супер-, мини-, микросистемы, который в наибольшей мере соответствует представлению многоуровневых систем.

Рассмотрим, наконец, возможные интеграционные проблемы *с точки зрения слоев функций*. Что касается энергетических функций, этот слой имеет в определенном смысле подсобный характер как плацдарм для получения необходимой информации. Основное требование состоит в том, чтобы необходимая информация была доступной для получения (измерения, выявления и др.).

Принципиально важным является слой коммуникаций и управления. Именно в этом слое реализуются интеллектуальные информационные и компьютерные технологии, быстродействующие и точные средства измерения, обработки, передачи и представления информации, интеллектуальные технологии и методы управления. Информационная обеспеченность соответствующих задач достигается целесообразным размещением измерительных устройств с необходимой избыточностью.

Отдельно необходимо сказать о системах управления интеллектуальными энергетическими системами. Эффективность управления достигается не только интеллектуальными информационными технологиями и компьютерными моделями. Не менее важное значение имеют современные высокоэффективные физические устройства, на которых интеллектуальные информационные технологии и модели реализуются. В целом эти два аспекта систем управления неразрывны и их необходимо рассматривать совместно.

Важно отметить, что именно системы управления призваны обеспечить совместное эффективное функционирование интегрированных интеллектуальных энергетических систем. Разработка методологии и методов такого интегрированного управления режимами совместно работающих энергетических систем является важнейшей задачей исследований в рамках рассматриваемой проблемы.

Наконец, о функции выработки решений. Фактически это очень широкая область исследований, начиная от этапов создания интегрированных энергетических систем до выбора рациональных настроек их

систем управления. На всех этих этапах возникают задачи адаптации существующих и разработки новых моделей и методов применительно к интегрированным интеллектуальным энергетическим системам, приобретающим новые свойства, с учетом всех особенностей, связанных с неопределенностью информации, многокритериальностью и несовпадением интересов субъектов отношений. Выстраивание новой методологии выработки решений для обоснования развития и управления функционированием интегрированных интеллектуальных энергетических систем, формирование соответствующей системы моделей и методов – это важные задачи дальнейших исследований.

Интеграция систем энергоснабжения городского района

Рассмотрим взаимозависимость систем тепло- и электроснабжения городского района (уровень минисистем) в аварийной ситуации на примере систем энергоснабжения района Ново-Ленино г. Иркутска [14].

Упрощенная схема системы теплоснабжения района Ново-Ленино показана на рис. 3.2.3. Она включает одну угольную котельную, две электрокотельные и трубопроводную сеть. Общая установленная тепловая мощность источников равна 496 Гкал/ч. Общая длина трубопроводов тепловой сети составляет 169 км.

Упрощенная схема системы электроснабжения района Ново-Ленино представлена на рис. 3.2.4. Эта система включает четыре питающих подстанции 110/6 кВ, связанные с Иркутской региональной ЭЭС, и распределительную электрическую сеть на напряжениях 6 и 0,4 кВ. Количество трансформаторных подстанций 6/0,4 кВ равно 242. Общая длина кабельных линий составляет 188 км. Общая активная и реактивная нагрузка потребителей района равна 50 МВт и 12 МВАр – соответственно.

Аварийная ситуация исследовалась на основе расчетов потокораспределения в послеаварийных режимах с использованием программных комплексов СДО-6 [15] и СОСНА [16]. Рассматривался зимний максимум электрической нагрузки и соответствующий моменту его реализации уровень тепловой нагрузки потребителей района.

Сценарий каскадного развития аварии в интегрированной системе электро- и теплоснабжения включал моделирование следующих стадий:

Рис. 3.2.3. ***Упрощенная схема системы теплоснабжения района Ново-Ленино г. Иркутск во время аварии***

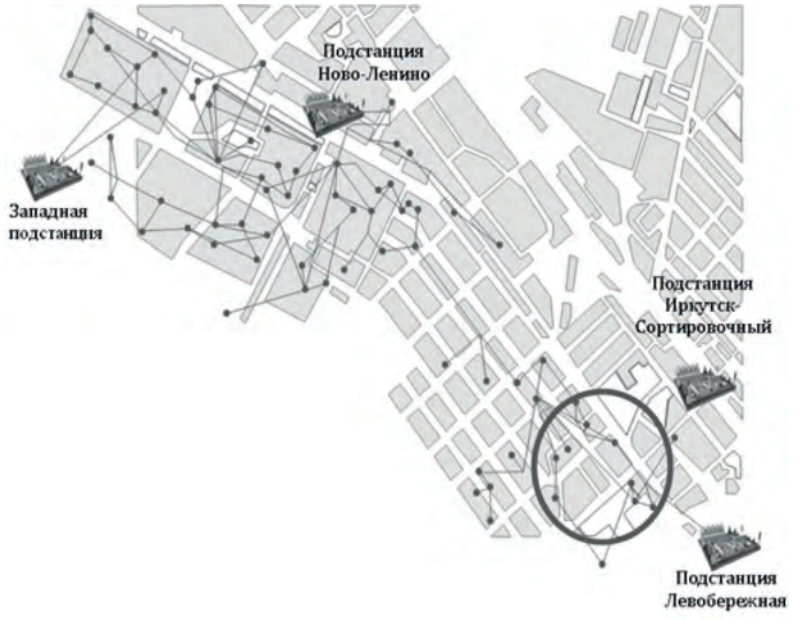


Рис. 3.2.4. ***Упрощенная схема системы электроснабжения района Ново-Ленино г. Иркутска во время аварии***

1. Авария на подстанции «Ново-Ленино» системы электроснабжения с потерей питания электрокотельной «Ново-Ленино» и образованием дефицита тепла в объеме около 80 МВт (тепл.).

2. Требуемая тепловая нагрузка частично распределяется между оставшимися в работе двумя тепловыми источниками.

3. Ресурсы оставшихся в работе тепловых источников и тепловой сети не позволяют полностью обеспечить требуемую тепловую нагрузку. В результате дефицит тепловой мощности остается в объеме около 10 МВт (тепл.). На рис. 3.2.3 показаны места возникновения ограничений в теплопроводах тепловой сети и зоны с дефицитом тепловой мощности.

4. Многие потребители, особенно в зонах дефицита тепловой мощности, начинают использовать электронагреватели для поддержания нормальных температурных условий в помещениях.

5. Электрическая нагрузка увеличивается на 7 МВт.

6. Происходит перегрузка линий электрической сети и трансформаторов подстанций (см. рис. 3.2.4). Потребители в отмеченной на рис. 4 зоне теряют электроснабжение в результате действия устройств защиты от перегрузок.

Таким образом, очевидна сильная взаимозависимость систем тепло- и электроснабжения в аварийных ситуациях, через которую проявляются интеграционные факторы для двух этих систем.

Литература

1. Воропай Н.И., Стенников В.А. Интегрированные интеллектуальные энергетические системы // Известия РАН. Энергетика, 2014, № 1, с. 64-73.

2. Patterson B.T., DC, come home. DC microgrids and the birth of the «Enernet» // IEEE Power and Energy Magazine, 2012, Vol.10, №6, p. 30-39.

3. Basak P., Chowdhury S., Chowdhury S.P., Holder nee Dey S., Automated demand side management (ADSM) strategy of microgrids // IEEE PowerCon 2012, Auckland, New Zealand, October 30-November 2, 2012, 6 p.

4. Costanzo G.T., Zhu Guchuan, Anjos M.F., Savard G., A system architecture for autonomous demand side load management in smart

buildings // IEEE Transactions on Smart Grid, 2012, Vol.3, № 4, p. 2157-2165.

5. Воропай Н.И., Беляев Л.С., Лагерев А.В., Посекалин В.В. и др. Энергетика XXI века: Условия развития, технологии, прогнозы. Новосибирск: Наука, 2004, 386 с.

6. Воропай Н.И., Подковальников С.В., Сендеров С.М., Стенников В.А. и др., Энергетика XXI века: Системы энергетики и управление ими. Новосибирск: Наука, 2004, 364 с.

7. Козлов В.А., Билик Н.И., Файбисович Д.А., Справочник по проектированию электроснабжения городов. Л.: Энергоатомиздат, 1986, 286 с.

8. Велихов Л.А. Основы городского хозяйства. М.:, Наука, 1996, 480 с.

9. Тырчинский Я.М., Оптимизация проектируемых и эксплуатируемых газораспределительных систем. Л.: Недра, 1988, 239 с.

10. Федяев А.В., Сеннова Е.В., Федяева О.Н., Карасевич А.М., Эффективность развития малых ТЭЦ на базе газотурбинных и дизельных установок при газификации регионов // Теплоэнергетика, 2000, №11, с. 24-26.

11. Санеев Б.Г., Соколов А.Д., Агафонов Г.В. и др., Методы и модели разработки региональных энергетических программ. Новосибирск: Наука, 2003, 140 с.

12. Geidl M., Koeppel G., Favre-Perrod P., Kloekl B., Andersson G., Froerhlich K., Energy Hubs for the future: A powerfull approach for next-generation energy systems // IEEE Power and Energy Magazine, 2007, Vol. 5, No. 1, p. 24-30.

13. Бушуев В.В., Каменев А.С., Кобец Б.Б., Энергетика как инфраструктурная «система систем» // Энергетическая политика, 2012, Выпуск 5, с. 3-14.

14. Воропай Н.И., Стенников В.А., Сендеров С.М., Барахтенко Е.А. и др. Интегрированные инфраструктурные энергетические системы регионального и межрегионального уровня // Энергетическая политика, 2015, вып. 3, с. 24-32.

15. Войтов О.Н., Мантров В.А. ПВК СДО-6 для исследования установившихся режимов электроэнергетических систем // Методы управления физико-техническими системами в новых условиях. Новосибирск: Наука, 1995, с. 293-295.

16. Соколов Д.В., Стенников В.А., Ощепкова Т.Б., Барахтенко Е.А, Программный комплекс нового поколения для схемно-параметрической оптимизации многоконтурных теплоснабжающих систем// Теплоэнергетика, 2012, № 4, с. 1-6.

3.3. Интеграция мировой электроэнергетики – путь к созданию глобального энергообъединения

Формирование межгосударственных электрических связей (МГЭС), объединений (МГЭО) и рынков является глобальным интеграционным процессом, который протекает в различных регионах мира уже почти в течение столетия. Сформированы многочисленные МГЭС и мощные МГЭО в Америке и Европе. Происходит их активное формирование в Юго-Восточной Азии и отдельных регионах Африки, исследуются перспективы развития МГЭС и создания МГЭО в Южной и Северо-Восточной Азии (СВА) [1].

Движущими силами данного процесса являются достигаемые в результате электроэнергетической интеграции эффекты, такие как:

а) снижение потребности в установленных генерирующих мощностях за счет разновременности максимумов нагрузки (как в суточном, так и в годовом разрезе) в разных странах и регионах;

б) повышение надежности объединяемых электроэнергетических систем (ЭЭС);

в) вовлечение в энергобалансы разных стран источников возобновляемой (гидравлической, ветровой, солнечной) энергии;

г) получение доходов от торговли электроэнергией;

д) расширение электроэнергетических рынков и интенсификация торговли электроэнергией между странами и др.

ЕЭС России, участвуя в электроэнергетических интеграционных проектах с соседними странами по всему периметру ее протяженных сухопутных границ, может стать связующим звеном между национальными и региональными ЭЭС на значительной части Европы и Азии, способствуя формированию Евразийского трансконтинентального энергообъединения. В долгосрочной перспективе можно ожидать создания Глобального (мирового) суперэнергообъединения (ГСЭО) на основе формирующихся континентальных МГЭО.

Интеграция электроэнергетических систем в разных регионах мира

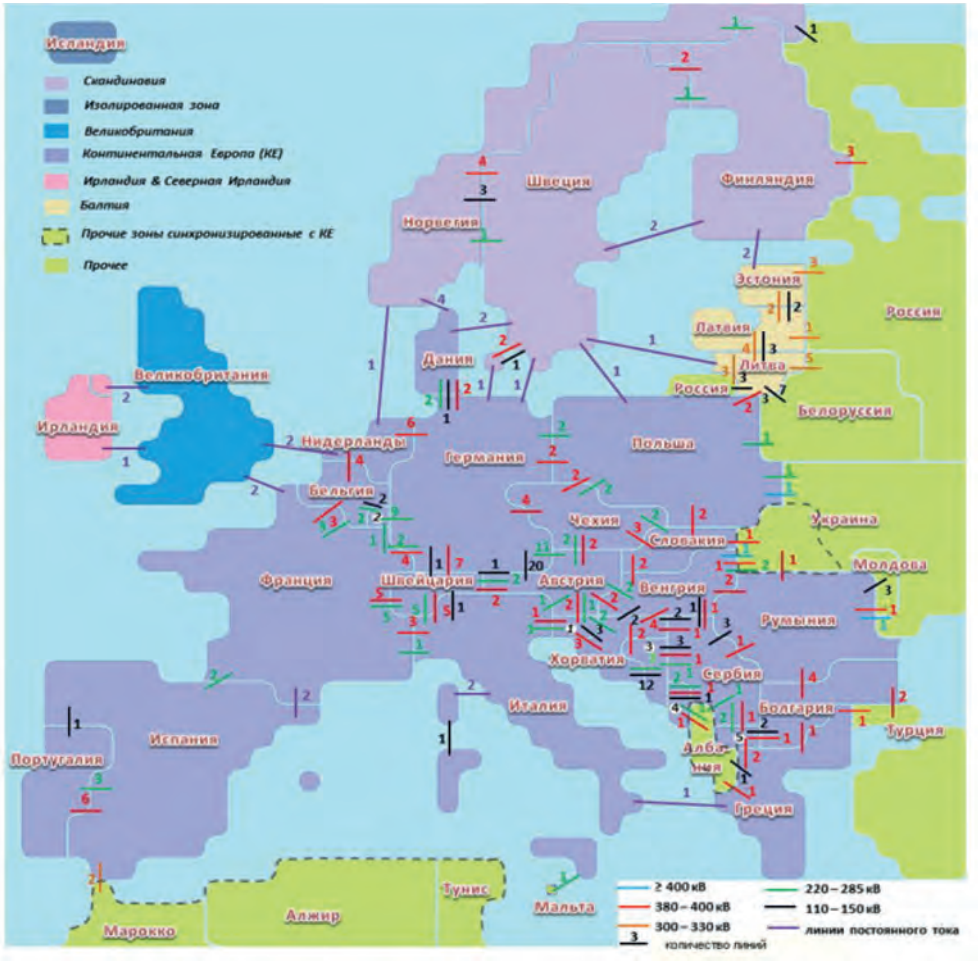
В Европе МГЭС появились в первой четверти XX века. Так, в 1922 г. была введена межстрановая ЛЭП Франция – Швейцария – Италия для обеспечения поставок электроэнергии в Италию из Швейцарии и Франции. В дальнейшем МГЭС в этом регионе мира получили существенное развитие, и уже в 70-х годах здесь функционировало уже

четыре межгосударственных энергообъединения. Среди них – МГЭО UCPTE (Union for the Coordination of Production and Transport of Electricity) в составе Австрии, Бельгии, Италии, Люксембурга, Нидерландов, Франции, ФРГ, Швейцарии; UFIPTE (Франко-Иберийский союз), куда входили Франция, Испания, Португалия; SUDEL (Южный союз) – Австрия, Греция, Италия, Югославия; Nordel – Норвегия, Дания, Финляндия, Швеция.

В ходе дальнейших интеграционных процессов к концу 1990-х годов в Европе фактически осталось два МГЭО – UCPTE, которое присоединило к себе UFIPTE и SUDEL, а также Nordel, которое осталось в прежнем составе. Кроме того, появилось еще одно новое энергообъединение Centrel, включавшее страны Восточной Европы (Польшу, Венгрию, Чехию, Словакию, Восточную Германию), которые с распадом СССР и Совета экономической взаимопомощи в целом, вышли из энергосистемы «Мир» и сформировали собственное МГЭО. С 2009 г. в Европе функционирует единое МГЭО ENTSO-E, объединяющее более сорока сетевых и системных операторов из 35-ти европейских стран (рис. 3.3.1). Системообразующие электрические сети, в т.ч. межгосударственные, в основном выполнены на напряжение 380-400 кВ переменного тока. Развиты линии постоянного тока напряжением до ±450-500 кВ, особенно между континентальной Европой, с одной стороны, и Скандинавией и Великобританией – с другой. Основные показатели данного энергообъединения приведены в табл. 3.3.1.

Однако на этом электроэнергетическая интеграция в Европе не заканчивается. Намечается формирование Европейского суперэнергообъединения на базе возобновляемых ветровых энергоисточников, размещаемых в Северном, Балтийском и Норвежском морях, используя гидроэнергоресурсы Исландии, и с привлечением ресурсов солнечной энергии Северной Африки. Для тесной интеграции указанных источников и ЭЭС Европы предполагается создание мощной электросетевой инфраструктуры постоянного тока высокого напряжения.

На американском континенте сформированы крупнейшие МГЭО. Прежде всего, это Северо-Американские энергообъединения: Восточное, включающее восточные штаты США и провинции Канады, и Западное, в составе западных штатов США и провинций Канады, а также Мексики. Основные современные показатели данных МГЭО представлены в табл. 3.3.2. Как видно, Восточное Северо-Американское МГЭО по показателям мощности и выработки электроэнергии фактически аналогично европейскому. В Северо-Американских МГЭО создана разветвленная мощная электросетевая инфраструктура переменного тока высокого напряжения до 765 кВ включительно, а также линии и вставки постоянного тока (рис. 3.3.3) [1].



Примечание: 1 – Словения, 2 – Люксембург, 3 – Босния и Герцеговина, 4 – Черногория, 5 – Македония.

Источник: *ИСЭМ СО РАН на основе https://www.entsoe.eu/fileadmin/template/other/images/map_entsoe.png; https://www.entsoe.eu/Documents/Publications/Statistics/Factsheet/entsoe_sfs2015_web.pdf.*

Рис. 3.3.1. *МГЭС и МГЭО ENTSO-E*

Таблица 3.3.1

Основные показатели МГЭО ENTSO-E, 2013 г. [2]

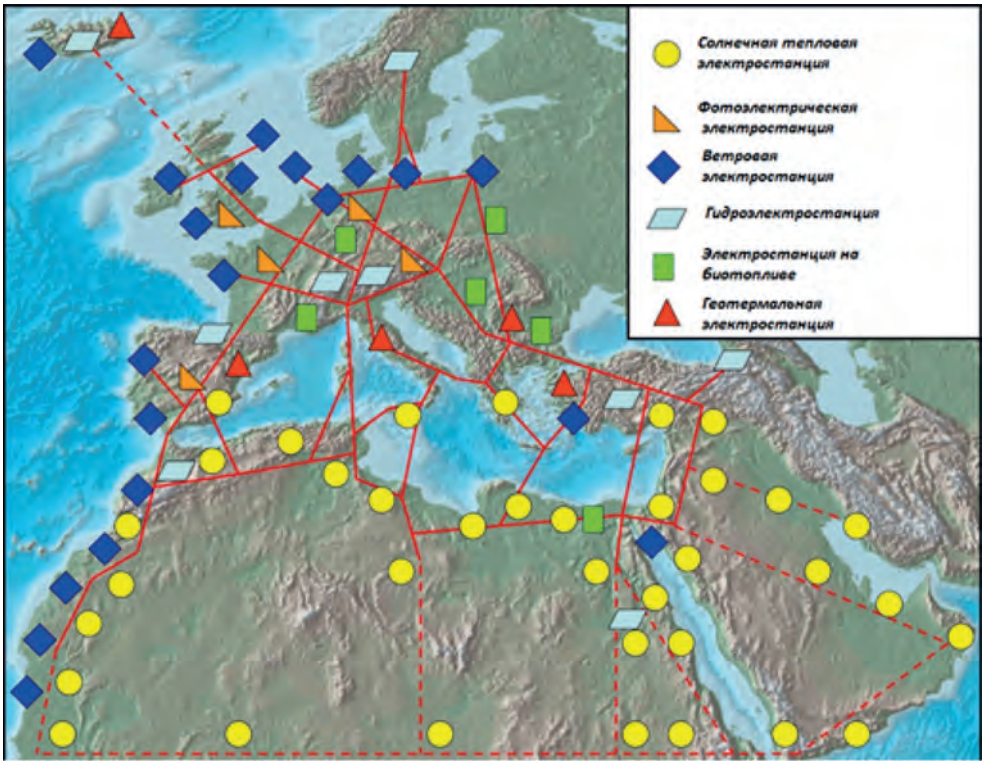
Страны	Установленная мощность	Электро-потребле-ние	Экспорт	Импорт	Общий объем торговли	Импорт нетто
	ГВт	ТВт·ч				
Австрия	23,823	69,614	17,689	24,960	42,649	7,271

Продолжение табл. 3.3.1

Страны	Установленная мощность	Электро-потребление	Экспорт	Импорт	Общий объем торговли	Импорт нетто
	ГВт	ТВт·ч				
Босния и Герцеговина	3,601	12,016	6,862	3,167	10,029	-3,695
Бельгия	20,596	86,132	7,607	17,140	24,747	9,533
Болгария	13,645	32,560	9,535	3,353	12,888	-6,182
Швейцария	18,557	64,856	30,710	29,386	60,096	-1,324
Кипр	1,622	4,171	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.
Чешская Республика	19,909	62,754	27,458	10,571	38,029	-16,887
Германия	183,099	530,551	72,256	38,469	110,725	-33,787
Дания	14,855	31,352	12,275	11,650	23,925	-0,625
Эстония	2,738	8,051	6,011	2,416	8,427	-3,595
Испания	104,933	261,025	16,936	10,205	27,141	-6,731
Финляндия	17,737	83,899	1,876	17,591	19,467	15,715
Франция	128,289	495,059	60,148	11,687	71,835	-48,461
Великобритания	74,931	309,099	4,455	17,501	21,956	13,046
Греция	17,368	49,573	2,597	4,703	7,300	2,106
Хорватия	4,199	17,103	6,762	11,255	18,017	4,493
Венгрия	8,574	39,028	4,756	16,631	21,387	11,875
Ирландия	8,637	26,175	0,395	2,626	3,021	2,231
Исландия	2,575	17,647	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.
Италия	124,750	318,475	2,203	44,481	46,684	42,278
Литва	4,083	10,575	1,127	8,073	9,200	6,946
Люксембург	1,822	6,263	1,744	6,706	8,450	4,962
Латвия	2,623	7,660	3,650	5,005	8,655	1,355
Черногория	0,880	3,576	3,342	3,013	6,355	-0,329
Македония	1,732	7,871	0,062	2,490	2,552	2,428
Северная Ирландия	7,398	8,870	0,411	1,885	2,296	1,474
Нидерланды	31,844	110,666	14,875	33,252	48,127	18,377
Норвегия	32,600	129,234	15,140	10,135	25,275	-5,005
Польша	35,631	145,490	12,323	7,801	20,124	-4,522
Португалия	17,792	49,142	5,325	8,099	13,424	2,774

Окончание табл. 3.3.1

Страны	Установленная мощность	Электро-потребле-ние	Экспорт	Импорт	Общий объем торговли	Импорт нетто
	ГВт	ТВт·ч				
Румыния	20,082	52,303	4,719	2,704	7,423	-2,015
Сербия	8,553	39,444	7,397	4,652	12,049	-2,745
Швеция	38,273	139,711	25,094	15,132	40,226	-9,962
Словения	3,064	13,268	8,684	7,521	16,205	-1,163
Словацкая Республика	8,074	26,651	10,628	10,719	21,347	0,091
ENTSO-E	**1008,889**	**3269,864**	**405,052**	**404,979**	**810,031**	**-0,072**



Источник: *ИСЭМ СО РАН на основе http://www.trec-uk.org.uk/reports/wfc_supergrid.pdf.*

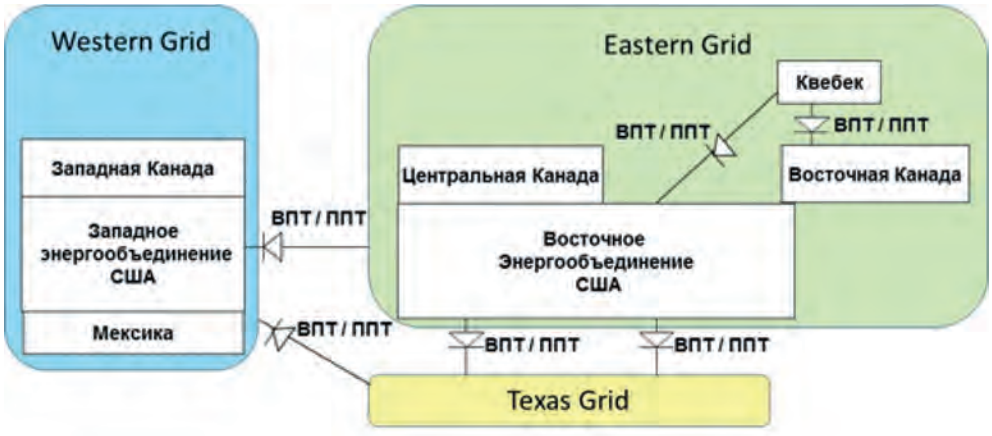
Рис. 3.3.2. *Европейское суперэнергообъединение*

Таблица 3.3.2

Основные показатели Северо-Американских МГЭО, 2013 г. [3-5 и др.]

Страны	Установленная мощность ГВт	Электро-потребление ТВт·ч	Экспорт	Импорт	Общий объем торговли	Импорт нетто
Зап. часть США	219,700	729,300	12,537	21,340	33,877	8,803
Зап. часть Канады	28,400	141,200	15,000	9,700	24,700	-5,300
Мексика	63,600	297,100	6,100	0,200	6,300	-5,900
Западное энерго-объединение	311,700	1167,600	33,637	31,240	64,877	-2,397
Вост. часть США	808,600	2907,500	1,198	45,200	46,398	44,002
Зап. часть Канады	92,300	428,600	47,700	1,000	48,700	-46,700
Восточное энергообъе-динение	900,900	3336,100	48,898	46,200	95,098	-2,698

Намечается дальнейшее развитие Восточного МГЭО особенно в части использования возобновляемых энергоресурсов (ВЭР). Так, планируется масштабное развитие офшорной ветровой генерации вдоль восточного побережья США от штата Нью Джерси до Виргинии (про-



Примечание: ВПТ/ППТ — вставка/передача постоянного тока.
Источник: *ИСЭМ СО РАН.*

Рис. 3.3.3. ***Структурная схема энергообъединений Северной Америки***

Источник: *http://atlanticwindconnection.com/awc-projects/project-phases/bay-link.*

Рис. 3.3.4. ***Энергообъединение «Атлантический ветер»***

ект «Атлантический ветер», рис. 3.3.4) с соответствующим развитием электрической сети постоянного тока для сбора вырабатываемой ветроустановками электроэнергии и передачи ее на берег потребителям. Данный проект рассматривается как элемент будущего ГСЭО.

Таблица 3.3.3

Основные показатели Южно-Американского МГЭО, 2013 г. [6]

Страны	Установленная мощность	Электропотребление	Экспорт	Импорт	Общий объем торговли	Импорт нетто
	ГВт	ТВт·ч				
Аргентина	39,600	148,900	0,247	8,303	8,550	8,056
Боливия	2,100	8,100				
Бразилия	126,700	611,200		40,334	40,334	40,334
Чили	19,700	73,100				
Парагвай	8,800	13,000	47,365		47,365	-47,365
Уругвай	3,100	11,500	0,206		0,206	-0,206
Перу	11,100	43,300				
Венесуэла	31,600	123,900		0,715	0,715	0,715

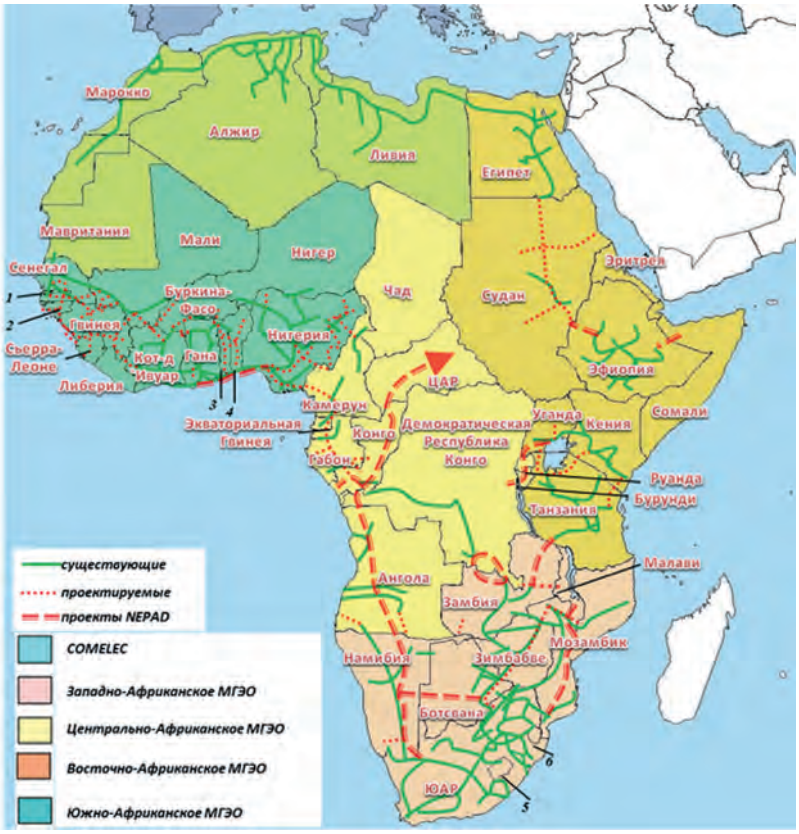
Окончание табл 3.3.3

Страны	Установленная мощность	Электропотребление	Экспорт	Импорт	Общий объем торговли	Импорт нетто
	ГВт	ТВт·ч				
Колумбия	14,900	70,100	1,374	0,005	1,379	-1,369
Эквадор	5,100	23,900	0,029	0,662	0,691	0,633
Всего	262,700	1127,000	49,221	50,019	99,240	0,798

Источник: *ИСЭМ СО РАН на основе http://www.bracier.org.br/images/downloads/sintese_informativa_energetica/2013.zip.*

Рис. 3.3.5. ***МГЭО Южной Америки***

Активно развивается Южно-Американское энергообъединение. Оно в значительной степени базируется на крупных межгосударственных гидроэнергетических объектах (таких, например, как Итайпу и др.), хотя также происходит развитие и других возобновляемых источников энергии (солнечных, ветровых, геотермальных) для использования их в рамках МГЭО. ЭЭС Бразилии является крупнейшей в Южной Америке. Эта страна (совместно с соседними) имеет весьма значительный гидроэнергопотенциал. Поэтому развитие бразильской национальной



Примечание: NEPAD – New Partnership for Africa's Development, Comite Maghrebin de L'Electricite – COMELEC, ЦАР – Центрально-Африканская Республика, ЮАР – Южно-Африканская Республика, 1 – Гвинея-Бисау, 2 – Сьерра-Леоне, 3 – Того, 4 – Бенин, 5 – Свазиленд, 6 – Лесото.

Источники: *ИСЭМ СО РАН на основе http://aieq.net/wp-content/uploads/2011/09/Pr%C3%A9sentation_Montreal_26-mars.pdf?3c98dd; http://nse.org.ng/pic_uploaded/resources/07A1-2FULLPAPER-Elec-trical_Energy_in_Africa.pdf.*

Рис. 3.3.6. ***МГЭО Африки***

Таблица 3.3.4

Основные показатели африканских МГЭО, 2013 г. [7, 8]

Страны	Установленная мощность	Электро-потребление	Экспорт	Импорт	Общий объем торговли	Импорт нетто
	ГВт	ТВт·ч				
Ангола	2,028	5,995		0,049	0,049	0,049
Ботсвана	0,892	3,743		2,981	2,981	2,981
Демократическая Республика Конго	2,442	8,627		0,573	0,573	0,573
Лесото	0,072	0,794	0,002	0,281	0,283	0,279
Малави	0,351	1,648	0,019		0,019	-0,019
Мозамбик	2,308	14,926	9,058	8,339	17,397	-0,719
Намибия	0,501	4,530	0,089	2,907	2,996	2,818
Южно-Африканская Республика	44,170	251,572	13,929	9,428	23,357	-4,501
Свазиленд	0,070	1,412		0,822	0,822	0,822
Танзания	1,380	5,633		0,059	0,059	0,059
Замбия	2,128	12,308	1,083	0,073	1,156	-1,010
Зимбабве	2,045	10,589	0,816	1,922	2,738	1,106
Южно-Африканское МГЭО	**58,387**	**321,777**	**24,996**	**27,434**	**52,430**	**2,438**
Бурунди	0,042	0,258		0,099	0,099	0,099
ДР Конго	0,400	1,800		0,043	0,043	0,043
Египет	31,039	162,924	0,474	0,770	1,244	0,296
Эфиопия	2,310	7,500		0,954	0,954	0,954
Ливия	9,455	38,008	0,001	0,064	0,065	0,063
Кения	1,723	8,500	0,036	0,049	0,085	0,013
Руанда	0,109	0,500		0,094	0,094	0,094
Судан	3,100	10,600				
Танзания	1,100	5,600		0,059	0,059	0,059
Уганда	0,838	2,800	0,105	0,047	0,152	-0,058
Джибути	0,130	0,402				
Восточно-Африканское МГЭО	**50,246**	**238,892**	**0,616**	**2,179**	**2,795**	**1,563**

ЭЭС в существенной степени будет определять и развитие Южно-Американского МГЭО в целом. Общая концепция этого МГЭО представлена на рис. 3.3.5.

В Южно-Американском объединении функционируют электрические сети переменного тока напряжением до 750 кВ включительно и линии и вставки постоянного тока напряжением до ±600 кВ. В табл. 3.3.3 даны основные показатели этого МГЭО для современного состояния.

Как отмечалось выше, процессы интеграции национальных ЭЭС также протекают и в Африке. На этом континенте уже сформирован ряд межгосударственных энергообъединений, однако в основном это относительно небольшие МГЭО, поскольку электроэнергетика во многих африканских странах весьма слабо развита. Наиболее крупными МГЭО на этом континенте являются Южное и Восточное. Их основные характеристики представлены в табл. 3.3.4. На рис. 3.3.6 дана общая схема африканских МГЭО.

Южное межгосударственное энергообъединение является крупнейшим на африканском континенте, хотя по сравнению с европейским и американскими МГЭО оно совсем невелико. Ведущую роль в нем играет национальная ЭЭС ЮАР, составляя три четверти от установленной мощности МГЭО. Также эта страна является безусловным лидером и по обмену перетоками мощности и электроэнергии с другими странами, входящими в энергообъединение. Ожидается, что в перспективе ситуация с доминированием ЮАР, в генерации электроэнергии, также как и в электропотреблении в МГЭО сохранится.

Восточно-Африканское МГЭО несколько меньше Южно-Африканского, и в нем доминирующая роль принадлежит Египту. Эта страна имеет установленную мощность электростанций, составляющую несколько более 60%, и электропотребление – порядка двух третей от всего МГЭО.

В целом африканские МГЭО пока еще не вышли на уровень развития, достигнутый в Европейском и Американском энергообъединениях. Это зависит не столько от самой электроэнергетики и ЭЭС, сколько от развития экономики, промышленности сферы услуг страны в целом, а в большинстве стран Африки социально-экономические показатели находятся на очень низком уровне. Тем не менее в перспективе намечается последовательное развитие МГЭО с выходом на формирование континентального Африканского суперэнергообъединения. Немаловажную роль в этом призваны сыграть проекты освоения возобновляемых энергоресурсов Африки, в т.ч. гидроэнергетических (в частности проект Гранд Инга), а также солнечных энергоресурсов зоны Сахары для передачи вырабатываемой электроэнергии в страны Западной Европы.

Таблица 3.3.5

Основные показатели МГЭО Юго-Восточной Азии, 2013 г. [8]

Страны	Установленная мощность	Электропотребление	Экспорт	Импорт	Общий объем торговли	Импорт нетто
	ГВт	ТВт·ч				
Бруней-Даруссалам	0,826	4,402				
Камбоджа	1,511	3,553		1,757	1,757	1,757
Индонезия	50,990	221,162		3,030	3,030	3,030
Лаос	2,980	3,381	0,690	1,205	1,895	0,515
Малайзия	31,817	138,529	0,023	0,221	0,244	0,198
Мьянма	4,422	9,795	1,120	0,204	1,324	-0,916
Филиппины	17,052	75,300				
Сингапур	11,405	47,964				
Таиланд	47,686	164,341	1,375	12,400	13,775	11,025
Вьетнам	30,597	115,282	1,356	3,610	4,966	2,254
АСЕАН	**199,286**	**783,709**	**4,564**	**22,427**	**26,991**	**17,863**

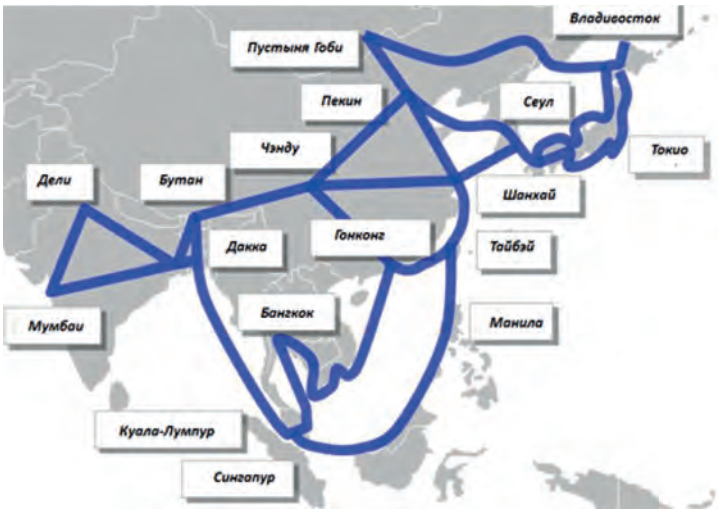
В Азии наиболее активно развивается энергообъединение Юго-Востока стран АСЕАН (ASEAN). Это относительно крупное объединение, существенно превосходящее африканские и приближающееся к Южно-Американскому МГЭО. Основные современные характеристики МГЭО азиатского Юго-Востока приведены в табл. 3.3.5. На рис. 3.3.7 представлена общая схема МГЭО стран АСЕАН.

Следует отметить, что в МГЭО стран АСЕАН довольно крупными являются ЭЭС Индонезии и Таиланда, суммарная мощность которых достигает половины мощности энергообъединения. Поскольку значительная часть стран региона расположена на островах, то для соединения их национальных ЭЭС используются подводные кабели постоянного тока. При всей дороговизне такого способа объединения, он признается в данном случае эффективным (т.е. системные эффекты, получаемые от интеграции ЭЭС превосходят затраты на прокладку кабелей).

Идут интеграционные процессы и в других регионах Азии. В частности рассматриваются вопросы формирования Южно-Азиатского (SAARC), совместно с Центрально-Азиатским (CAPS), а также Восточно-Азиатского (NEAREST – North East Asia Regional Electric System Ties) МГЭО совместно с проектом «Гобитэк». Как показали исследования [9], формирование МГЭО в СВА может быть высокоэффективным

Источники: *ИСЭМ СО РАН на основе http://www.aseanenergy.org/wp-content/uploads/2015/12/HighRes-APAEC-online-version-final.pdf; https://indone5ia.files.wordpress.com/2012/03/asean-power-grid.jpg; http://www.ynic. csg.cn/ en/ Main_Businesses/Power/201606/t20160612_386.html; http://www.policycouncil.jp/en/ pdf/prop01/asia_pacific_power_grid.pdf.*

Рис. 3.3.7. *МГЭО стран АСЕАН*



Источник: *http://apjjf.org/-John_A_-Mathews/3858.*

Рис. 3.3.8. *Азиатское суперэнергообъединение*

и обеспечить экономию 24 млрд долл./год затрат на его функционирование и развитие (с учетом затрат в электросетевую инфраструктуру), до 65 ГВт генерирующих мощностей и около 80 млрд долл. инвестиций. Топливный эффект по МГЭО в целом приближается к 10 млрд долл./год. При этом объемы международной торговли электроэнергией в регионе в перспективе могут достичь 400 ТВт·ч/год.

В перспективе, как ожидается, сформируется Азиатское суперэнергообъединение, включающее в себя перечисленные МГЭО, а также ряд других (рис. 3.3.8).

Интеграция электроэнергетических систем СССР и социалистических стран Восточной Европы (включая Польшу, ГДР, Венгрию, Чехословакию, Румынию и Болгарию), а также Монголии активно развивалась вплоть до конца восьмидесятых годов прошлого века. При ведущей роли Совета экономической взаимопомощи (СЭВ) было создано крупное МГЭО «Мир», объединяющее ЭЭС указанных стран, с Центральным диспетчерским пунктом в Праге. Его установленная мощность превышала 400 ГВт. Однако с распадом СССР и СЭВ данное энергообъединеие также прекратило свое существование. Как отмечалось ранее, восточно-европейские страны «ушли» в западно-европейское энергообъединение. ЕЭС СССР превратилась в межгосударственное энергообъединение, включающее страны-бывшие советские республики, получившее название ОЭС/ЕЭС. Его основные показатели представлены в табл. 3.3.6. На рис. 3.3.9 приведена общая

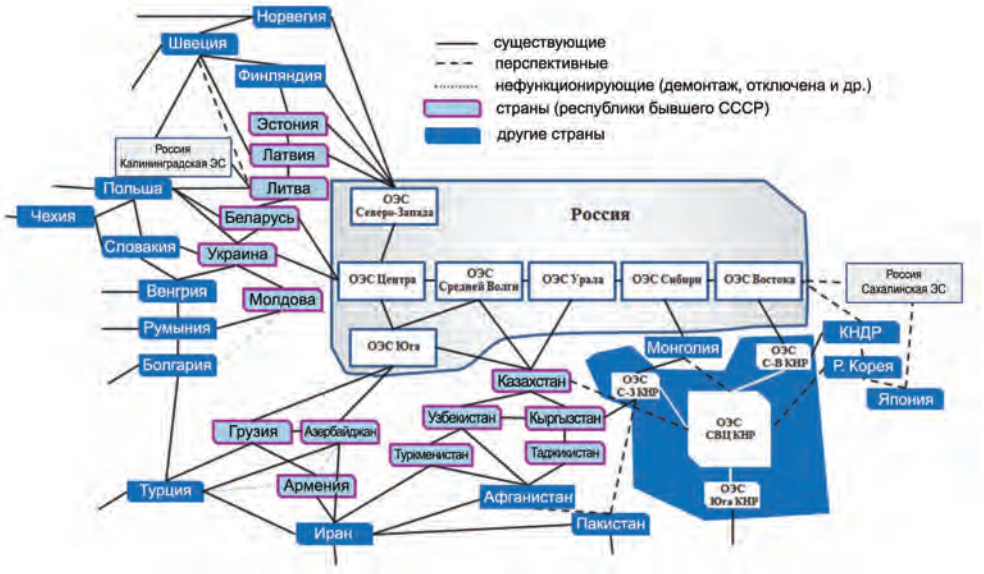
Таблица 3.3.6

Основные показатели МГЭО ОЭС/ЕЭС, 2013 г. [10-12]

Страны	Установленная мощность	Электро-потребление	Экспорт	Импорт	Общий объем торговли	Импорт нетто
	ГВт	ТВт·ч				
Азербайджан	7,310	22,986	0,496	0,127	0,623	-0,368
Армения	4,094	6,682	1,226	0,198	1,423	-1,028
Беларусь	9,221	37,877	0,346	6,716	7,062	6,370
Грузия	3,393	10,092	0,450	0,484	0,934	0,034
Казахстан	20,910	89,641	3,216	0,884	4,100	-2,332
Кыргызстан	3,788	13,666	0,375	0,030	0,405	-0,346
Латвия	2,623	7,660	3,650	5,005	8,655	1,355
Литва	4,083	10,575	1,127	8,073	9,200	6,946
Молдова	3,054	5,833	0,083	1,456	1,539	1,373
Россия	226,471	1009,700	18,231	4,564	22,795	-13,667

Окончание табл. 3.3.6

Страны	Установленная мощность	Электро-потребление	Экспорт	Импорт	Общий объем торговли	Импорт нетто
	ГВт	ТВт·ч				
Таджикистан	5,190	16,100	1,036	0,021	1,058	-1,015
Туркменистан	4,126	17,040	2,930	0,003	2,933	-2,927
Узбекистан	12,945	53,200	1,394	0,405	1,799	-0,989
Украина	55,913	184,600	11,963	2,201	14,164	-9,762
Эстония	2,738	8,051	6,011	2,416	8,427	-3,595
ОЭС/ЕЭС	**365,858**	**1493,703**	**52,534**	**32,583**	**85,117**	**-19,951**



Примечание: *СВЦ – Севера-Востока-Центра.*
Источник: *ИСЭМ СО РАН.*

Рис. 3.3.9. ***ЕЭС России, МГЭО ОЭС/ЕЭС и их внешние связи***

схема ЕЭС России, МГЭО ОЭС/ЕЭС и их внешние связи с ЭЭС ближнего и дальнего зарубежья.

МГЭО ОЭС/ЕЭС в настоящее время является весьма слабо интегрированным. Обмены электроэнергией, характеризующие степень интеграции и реализации системных эффектов при объединении ЭЭС, снизились между странами – бывшими республиками за период с

1990-го года по настоящее время примерно в четыре раза. Хотя потенциал для их роста, безусловно, остался. Следует ожидать, что в рамках формирования общего экономического пространства в интеграционных проектах Таможенного союза и ЕАЭС дезинтеграционная тенденция в электроэнергетике постсоветского пространства наконец-то сменится на интеграционную, что, как было очевидно из рассмотрения мирового опыта, соответствует глобальному тренду.

Евразийское трансконтинентальное и глобальные суперэнергообъединения

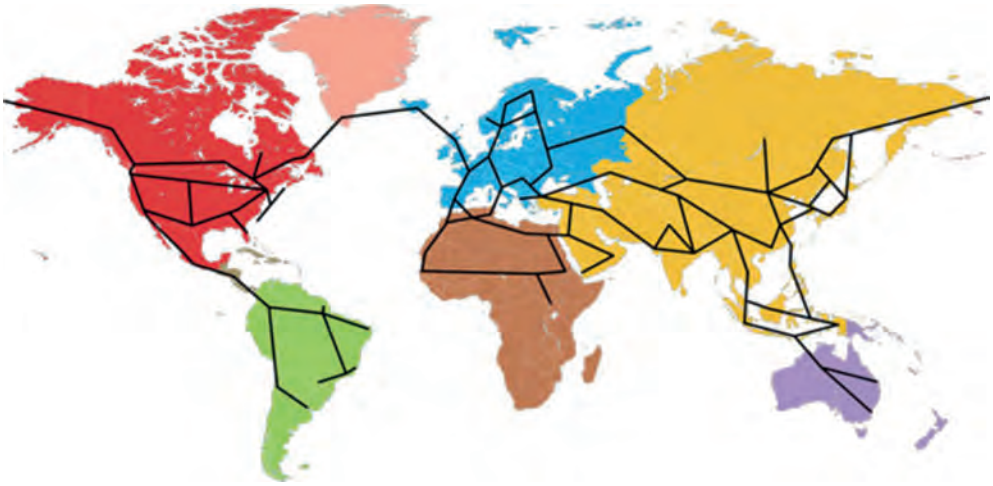
Концепция формирования Евразийского суперэнергообъединения, как элемента глобального МГЭО, предлагалась в [13]. Предполагалось, что это объединение будет создаваться поэтапно путем усиления общеевропейского МГЭО, развития новых интеграционных проектов, таких как «Черноморское кольцо», создание объединений в Северо-Восточной Азии и Центрально-Южно-Азиатском регионе и других. В [13] отмечается, что Евразийское МГЭО структурно будет состоять из нескольких международных энергообъединений и отдельных крупных национальных энергосистем, между которыми будут установлены достаточно мощные электрические связи, как правило, на постоянном токе, обеспечивающие обмены и передачу энергии между ними. В [14] такая концепция фактически была подтверждена.

Евразийское МГЭО, как представляется, будет иметь электрические связи с соседними Африканским и Северо-Американским континентами. Это в перспективе приведет к формированию Глобального МГЭО.

Обсуждение вопросов формирования Глобального МГЭО, охватывающего континенты Земли, ведется уже не одно десятилетие. Еще в 1971 г. подразделение природных ресурсов ООН предложило создать электрические связи в направлении Север – Юг, чтобы уменьшить потребление органического топлива в развитых странах за счет использования гидроэнергетических ресурсов Африки и Латинской Америки. В 1986 г. в США был создан институт Global Energy Network Institute (GENI), продвигающий идею создания глобальной электрической сети для вовлечения в энергобалансы стран мира возобновляемых энергетических ресурсов [15].

В начале 1990-х годов появились публикации российских специалистов, в которых ставились первоочередные задачи по формированию Мирового МГЭО [16-18]. К ним относились создание электрических связей СССР – Восточная Европа – Западная Европа, СССР – США, СССР – КНР, СССР – Япония; дальнейшее совершенствование и раз-

витие технологии и техники передачи больших объемов электроэнергии постоянным током на дальние расстояния; разработка концепции формирования Глобального суперэнергообъединения и др.



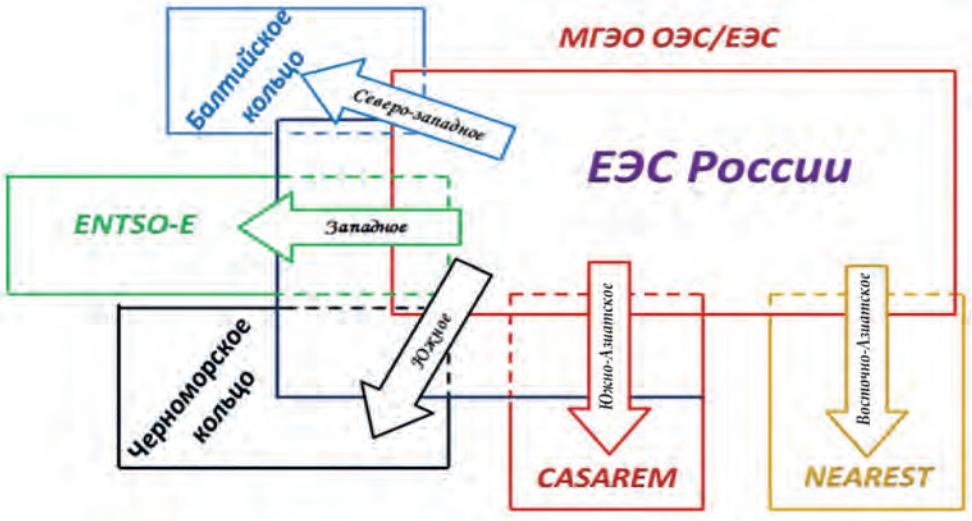
Источник: *http://spectrum.ieee.org/energy/the-smarter-grid/lets-build-a-global-power-grid.*

Рис. 3.3.10. ***Глобальное суперэнергообъединение***

В последнее время вновь поднимается проблема формирования Глобального суперэнергообъединения (рис. 3.3.10) и рассматриваются перспективные электроэнергетические мегапроекты, которые составят важные его элементы [18]. Среди них проекты «Дезертэк» (Desertec) и «Медгрид» (Medgrid), предназначенные для преобразования солнечной энергии в электрическую и ее транспортировки из Северной Африки к центрам нагрузки в Средиземноморье и Европе посредством линий электропередачи постоянного тока. Развитие этих проектов совместно с реализацией проектов «Гобитэк», «Атлантический ветер», энергообъединений в Юго-Восточной Азии и Азии в целом, Скандинавского и Североморского объединения, Исландско-Британско-континентально-европейского энергообъединения и др. в итоге приведет к формированию Глобального суперэнергообъединения.

Россия в Евразийском и Глобальном суперэнергообъединениях

При создании Евразийского суперэнергообъединения особая роль отводится ЕЭС России, благодаря ее огромным (территориальным)



Источник: *ИСЭМ СО РАН.*

Рис. 3.3.11. ***Направления интеграции ЕЭС России в Евразийское МГЭО***

масштабам и особому географическому положению (с охватом двух континентов). Фактически ЕЭС России выступает своеобразным мостом, связывающим электроэнергетические системы и объединения стран Европы и Азии.

В зоне влияния ЕЭС России и МГЭО ОЭС/ЕЭС реализуются разные межгосударственные электроэнергетические проекты, которые фактически предопределяют направления интеграции России в электроэнергетическое пространство Евразии (рис. 3.3.11). Среди них «Балтийское кольцо» – Baltic Sea Ring (BSR), проекты электрических связей с Восточной и Западной Европой, «Черноморское кольцо» – Black Sea Regional Transmission Planning Project (BSRTP), CASAREM – Central Asia South Asia Regional Electricity Market (проект МГЭС между странами Центральной и Южной Азии), проект широкомасштабного экспорта в Китай, энергомост из России в Японию – Russia-Japan Power Bridge, МГЭО в Северо-Восточной Азии NEAREST, включающее указанные и другие восточно-азиатские межгосударственные электроэнергетические проекты и пр.

Как отмечается в [20, 21], важную роль в Евразийском МГЭО могут сыграть и российские гидроэнергоресурсы. Для их успешной интеграции в Евразийское суперэнергообъединение требуется не только создание гидростанций и трансграничных линий электропередачи, но также и обеспечение формирования общих энергорынков стран Евразийского континента.

Электрическая связь из России через Берингов пролив в Северную Америку обеспечит соединение Евразийского и Американского энергообъединений и включение ЕЭС России в ГСЭО.

Электроэнергетическая интеграция в Евразийское суперэнергообъединение, как представляется, обеспечит существенные эффекты и для России. Прежде всего, это энергоэкономические интеграционные эффекты, достигаемые в ходе объединения ЭЭС, и о которых упоминалось выше. Кроме того, расширится присутствие российских компаний на электроэнергетических рынках смежных стран ближнего и дальнего зарубежья. Это укрепит геостратегическое положение России как важного политического и экономического игрока и усилит ее роль в Евразии. Далее увеличится спрос на поставку инновационного энергетического и электротехнического оборудования для сооружения генерирующих и электросетевых объектов как в России, так и за рубежом, что приведет к росту загрузки отечественных предприятий соответствующих отраслей, созданию новых высокотехнологичных заводов и рабочих мест. Наконец, учитывая всеобъемлющую инфраструктурную роль электроэнергетики, электроэнергетическая интеграция, являясь лидером и «локомотивом» интеграционных процессов, прежде всего в Евразии, послужит драйвером социально-экономического развития смежных отраслей и областей деятельности в России.

Заключение

России, занимающей значительную часть Евразии, геополитически предопределено взаимодействовать с соседними странами по периметру ее протяженных границ. Это касается также и электроэнергетического взаимодействия и интеграции. В результате в долгосрочной перспективе, как представляется, на территории Евразии сформируется континентальное межгосударственное энергообъединение. Это объединение будет создаваться поэтапно путем усиления общеевропейского МГЭО, развития новых интеграционных проектов, таких как «Черноморское кольцо», создание объединений в Северо-Восточной Азии и Центрально-Южноазиатском регионе.

На основе уже сформированных и формирующихся межгосударственных энергообъединений, включая Евразийское, в долгосрочной перспективе сформируется Глобальное (Мировое) суперэнергообъединение.

Существенную роль в формировании как Евразийского, так и Глобального МГЭО может сыграть ЕЭС России как связующее звено между национальными ЭЭС Европы и Азии. Установление электрических связей ЕЭС России с ЭЭС Северной Америки обеспечит дальнейшее продвижение по пути формирования ГСЭО. Возобновляемые энергоресурсы (как традиционные, так и нетрадиционные) восточной части России могут оказаться эффективными и, соответственно, будут востребованы на электроэнергетических рынках Евразии и, возможно, Северной Америки в условиях ожидаемых жестких экологических ограничений, требующихся для сохранения глобальной экосистемы и выживания человечества.

Литература

1. Беляев Л.С., Подковальников С.В., Савельев В.А., Чудинова Л.Ю. Эффективность межгосударственных электрических связей. Новосибирск: Наука, Сиб. изд. фирма РАН, 2008. – 239 с.

2. ENTSO-E Yearly Statistics and Adequacy Retrospect 2013 (YS&AR 2013). – Brussels: ENTSOE, 2014. – 68 p. – URL: https://www.entsoe.eu/Documents/Publications/Statistics/YSAR/141515_YSAR_2013_report.pdf.

3. Electric Power Annual (EPA) 2014 // Energy Information Administration U.S. Department of Energy. – 231 p. – February 16, 2016. – URL: http://www.eia.gov/electricity/annual/pdf/epa.pdf.

4. Prospectiva del Sector Electrico 2015 – 2029 // Secretarea de Energea (SENER), Mexico, 2015 (на исп. яз.). – 264. – URL: http://www.gob.mx/cms/ uploads/attachment/file/44328/Prospectiva_del_Sector_Electrico.pdf.

5. Canada's electricity industry // Canadian Electricity Association, 2015. – 74. – URL: http://www.electricity.ca/media/Electricity101/Electricity101.pdf.

6. Informacien del sector energetico en paeses de America del Sur, America Central y El Caribe Datos del aeo 2013 // Comision de Integracion Energetica Regional, Montevideo, Uruguay, 2014 (на исп. яз.). – 39. – URL: http://www.bracier.org.br/images/downloads/sintese_informativa_energetica/2014.zip.

7. Annual report 2014 // Southern African Power Pool, Coordination Centre, 2014. – 75 p. – URL: http://www.sapp.co.zw/docs/Annual%20report-2014.pdf.

8. The Electricity Profiles 2013 // Department of Economic and Social Affairs. United Nations New York, 2015. – URL: http://unstats.un.org/unsd/energy /Eprofiles/default.htm.

9. Подковальников С.В., Савельев В.А., Чудинова Л.Ю. Исследование системной эффективности формирования межгосударственного энергообъединения Северо-Восточной Азии // Известия РАН. Энергетика, 2015. № 5. – С. 16-32.

10. Электроэнергетика Содружества Независимых Государств 2003-2013 // Исполнительный комитет Электроэнергетического совета СНГ, 2015 – 172 с. – URL: http://energo-cis.ru.

11. 2013 Year's Annual Report of GSE // Georgian State Electrosystem, 2014. – 39 с. – URL: http://www.gse.com.ge/new/wp-content/uploads/2014/07/SSA_ANNUAL_2013_FOR_WEB.pdf.

12. Виробництво електроенергії та окремі техніко-економічні показники роботи електростанцій в Україні за 2013 рік // Державна служба статистики України, 2014 – 17 с. – URL: http://ukrstat.org/uk/druk/publicat/kat_u/2014/ bl/07/bl_velektr_13.zip.

13. Беляев Л.С., Воропай Н.И., Кощеев Л.А. Перспективы развития межгосударственных энергообъединений на Евразийском суперконтиненте // Известия РАН. Энергетика. – 2000. – № 2. – С. 27-35.

14. Баринов В.А., Бушуев В.В., Самородов Г.И. Структурно-технологический форсайт развития ЕНЭС России как инфраструктуры Евразии // Энергетическая политика. – 2014. – № 3. – С. 43-49.

15. Global Energy Network Institute – GENI – URL: http://www.geni.org/index.html

16. Ершевич В.В. К созданию Единой электроэнергетической системы мира // Известия АН СССР. Энергетика и транспорт. – 1991. – № 1. – С. 3-10.

17. Rudenko Yu., Yershevich V. Is it possible and expedient to create a global energy network? // International Journal Global Energy Issues. – 1991. – Vol.3. – № 3. – pp.159-165.

18. Воропай Н.И., Ершевич В.В., Руденко Ю.Н. Развитие межнациональных энергообъединений путь к созданию мировой электроэнергетической системы. - Иркутск, 1995 - 28 с.

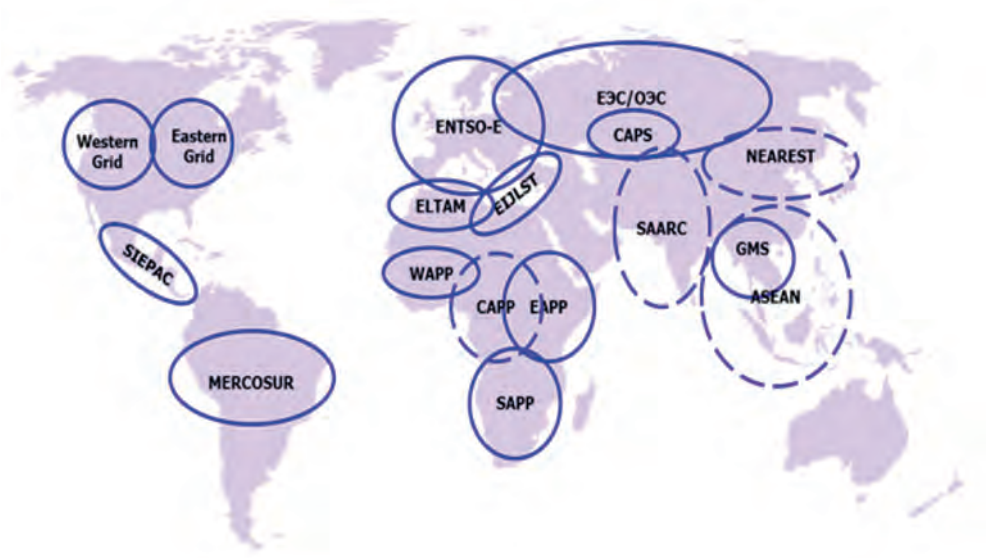
19. Clark W. Gellings. Let's Build a Global Power Grid // IEEE Spectrum. – 2015. – July – URL:http://spectrum.ieee.org/energy/the-smarter-grid/lets-build-a-global-power-grid

20. Соловьев Д.А. Проблемы и перспективы интеграции гидроэнергетических ресурсов России в глобальные электроэнергетические рынки Евразии // Энергетическая политика. – 2014. – № 3. – С. 63-69.

21. Беляев Л.С., Воропай Н.И., Подковальников С.В. и др. Электроэнергетическая интеграция России в Евразийское пространство: условия и роль гидроэнергетических ресурсов // Энергетическая политика. – 2016. – Вып. 1. – С. 26-36.

3.4. Роль гидроэнергетических ресурсов России в перспективном развитии инфраструктурной сети и энергетических рынков Евразии

В современном мире формирование межгосударственных электрических связей (МГЭС), объединений (МГЭО) и рынков (МГЭР) становится глобальным интеграционным процессом. На рис. 3.4.1 схематически показаны действующие (Северная Америка и Европа) и формирующиеся в настоящее время многочисленные МГЭС и МГЭО. Так, в Южной Америке, в отдельных регионах Африки и Юго-Восточной Азии происходит активное формирование, а в Южной и Северо-Восточной Азии исследуются возможности расширения МГЭС и создания МГЭО. На основе созданной межгосударственной электросетевой инфраструктуры образованы и функционируют МГЭР [1].



Источник: *[2].*

Рис. 3.4.1. ***Существующие МГЭО***

Основными драйверами процесса формирования МГЭО являются достигаемые в результате электроэнергетической интеграции эффекты [3, 4, 7, 10], среди которых:

а) снижение потребности в установленных генерирующих мощностях за счет разновременности максимумов нагрузки (как в суточном, так и в годовом разрезе) в разных странах и регионах;

б) повышение надежности объединяемых электроэнергетических систем (ЭЭС);

в) вовлечение в энергобалансы разных стран источников возобновляемой (гидравлической, ветровой, солнечной) энергии;

г) получение доходов от торговли электроэнергией;

д) расширение электроэнергетических рынков (ЭЭР) и интенсификация торговли электроэнергией между странами и др.

Для России, как крупнейшего потенциального участника формирующегося электроэнергетического рынка Евразии, геополитически выгодно взаимодействовать со всеми соседями по периметру ее протяженных границ. Это касается, прежде всего, топливно-энергетического и электроэнергетического взаимодействия и интеграции не только с близлежащими странами бывшего СССР, но и с так называемыми странами дальнего зарубежья. Поэтому в долгосрочной перспективе, как представляется, на территории Евразии сформируется континентальное межгосударственное энергообъединение [4].

При этом в долгосрочной перспективе существуют весомые предпосылки перехода к формированию Глобального (мирового) суперэнергообъединения на основе уже сформированных и формирующихся региональных энергообъединений, в том числе Евразийского [8].

Потенциальные возможности использования гидроэнергетических ресурсов России

Россия располагает значительным гидроэнергетическим потенциалом, который определяет широкие возможности энергетического использования водных ресурсов [3, 12]. На ее территории сосредоточено около 9% мировых запасов гидроэнергии. По обеспеченности гидроэнергетическими ресурсами Россия занимает второе, после КНР, место в мире, опережая США, Бразилию, Канаду.

Валовой (теоретический) гидроэнергопотенциал Российской Федерации определен в 2784,3 ТВт·ч годовой выработки электроэнергии или 170 МВт·ч на 1 км^2 территории [3, 6, 12]. Из этой величины потенциал крупных и средних рек составляет 2394,4 ТВт·ч, или 83%. Это основной фонд гидроэнергетических ресурсов, на котором базируется гидроэнергостроительство как важный составной элемент развития электроэнергетики.

Технически достижимый уровень использования гидроэнергоресурсов составляет без малых рек около 1670 ТВт·ч (около 70% от валового гидроэнергопотенциала) [3, 6].

Экономический потенциал, как приемлемая для практического использования с учетом экономической целесообразности, условий хозяйственного освоения территорий и природоохранных факторов, часть гидроэнергоресурсов, определен в начале 1960-х годов в размере 852 ТВт·ч в целом по России (без малых рек) на основе обобщения многочисленных проектных материалов предыдущих лет. Порядка 80% этой величины приходится на восточные районы страны (Сибирь, Дальний Восток). Из потенциала европейской части России около 70% приходится на районы Севера, Поволжья и Северного Кавказа.

Необходимо иметь в виду, что объем экономического потенциала величина переменная во времени и определяется прежде всего обеспеченностью страны другими видами топливно-энергетических ресурсов, социальными аспектами, а также уровнем ее интеграции в мировую экономику, что определяет темпы роста энергопотребления и наиболее экономичные источники его покрытия.

Величина экономического потенциала России составляет немногим более 50% от технического потенциала. В настоящее время темпы развития экономики России замедлились вследствие ряда причин: продолжающегося мирового экономического кризиса, введения в отношении России экономических санкций, снижения цен на нефть на мировом рынке.

Анализ зарубежного опыта показывает, что в странах, где запасы невозобновляемых ресурсов (нефти, газа, угля) невелики или исчерпаны, величина экономического гидроэнергетического потенциала приближается к техническому и степень его освоения достигает 60-90% [6].

Освоенность гидроэнергетических ресурсов России невелика. Суммарная выработка электроэнергии действующими ГЭС России в 2013 г., по данным СО-ЦДУ, составила 183,3 ТВт·ч, что составляет 21,5% от величины экономического потенциала. В настоящее время это один из самых низких уровней использования гидропотенциала не только среди развитых, но и развивающихся стран. В большинстве государств использование этого бестопливного ресурса превысило 50-60% экономического потенциала, а европейские страны практически полностью освоили все свои ресурсы.

Современное использование экономического потенциала гидроэнергии в России говорит в пользу возможности удвоения производства электроэнергии на базе гидроэнергетики, по крайней мере к 2050 г., для вывода ее на развивающиеся рынки Евразии. Это потребует соответствующего развития инфраструктурной сети.

Перспективные энергомосты

Актуальным трендом становится соединение энергосистем путем строительства линий электропередачи постоянного тока, которые могут быть эффективнее традиционных электросетей. Различные решения в рамках технологии высоковольтных линий постоянного тока (HVDC) позволяют не только соединять асинхронные системы переменного тока, но и передавать электроэнергию на дальние расстояния (благодаря высоким напряжениям, меньшим реостатным потерям и большей пропускной способности ЛЭП), эффективно интегрировать в сеть возобновляемые источники энергии, а также увеличить устойчивость системы, препятствуя каскадному распространению аварии с одного участка энергосистемы на другой.

Использование технологии HVDC позволит использовать имеющейся значительный гидропотенциал Сибири и Дальнего Востока в энергосистемах европейской части РФ, а также на внешних рынках электроэнергии.

Азиатское суперэнергокольцо. Одним из проектов интеграции гидроэнергетических ресурсов России в глобальные электроэнергетические рынки является создание Азиатского суперэнергокольца – глобального проекта интеграции отдельных энергосистем в национальных рамках. Россия может поставлять электроэнергию из восточных энергоизбыточных регионов на Северо-Восток Китая, в Монголию, Корею, Японию и другие страны АТР.

Это объединение позволяет не только наладить экспорт, но и экономить за счет обмена излишками мощностей – как суточными, так и сезонными [9]. Пики энергопотребления в разных странах приходятся на разные сезоны: в России больше электроэнергии нужно зимой на обогрев, а в Азии пик потребления летом, когда включаются все кондиционеры.

Идея объединить энергосистемы России, Китая, Японии и Южной Кореи, которая впервые была сформулирована в работах ИСЭМ СО РАН [1], и в дальнейшем получившая свое развитие в предложениях РАО «ЕЭС России» (в перечень участников включали еще Монголию и Северную Корею), возникла в начале 2000-х годов. Импульс развития этой идее дала Япония, столкнувшись в 2011 г. с энергодефицитом из-за остановки атомных реакторов после катастрофы на АЭС «Фукусима». Со стороны России импульс развитию идеи дал В.В. Путин, поддержавший объединение энергосистем в СВА на Восточном экономическом форуме во Владивостоке осенью 2016 года.

Суперкольцо позволит странам выравнивать графики нагрузки (как суточные, так и сезонные), обмениваться свободными потоками электроэнергии, покрывать пиковые нагрузки, осуществлять международное резервирование на случай природных или техногенных катастроф.

В рамках создания совместного энергомоста Япония предложила РФ рассмотреть возможность экспорта избыточной электроэнергии от генерирующих мощностей (действующих или планируемых к постройке) на Дальнем Востоке через подводный кабель, который может быть проложен из России в Японию.

В этом году была возобновлена работа над проектом энергомоста Россия – Япония. Проект предполагает транспортировку электроэнергии на остров Хоккайдо. Предполагается строительство линии электропередачи постоянного тока до пролива Лаперуза, затем прокладка подводного участка ЛЭП под проливом и далее строительство новой ЛЭП на японской территории. Проект предполагает и дальнейшее развитие. Основной спрос на электроэнергию в Японии формируется в центральной части острова Хонсю – в районе агломерации Токио и промышленных районов г. Осака. Именно в этих регионах резервы мощностей очень малы: в Токио до 7%, в Осаке до 6%. Электроэнергию, предоставляемую для нужд Хоккайдо, можно будет передавать далее на Хонсю по существующему подводному переходу постоянного тока Kitahon, соединяющему оба острова. А в долгосрочной перспективе (2026-2050 гг.) проект может быть продолжен и расширен за счет объединения энергосистемы Сахалина с ЕЭС России и строительства подводного участка ЛЭП постоянного тока с острова Сахалин до основных регионов потребления электроэнергии в Японии на о. Хонсю. В этом случае дополнительные поставки электроэнергии в Японию могут быть обеспечены за счет использования гидропотенциала Дальнего Востока России и Сибири.

В настоящее время в Минэнерго России считают, что наиболее целесообразным решением является реализация проекта Азиатское суперэнергокольцо по частям. С учетом того, что в настоящий момент проект поставок электроэнергии в Китай находится на стадии реализации, Министерство энергетики предлагает приступить к осуществлению проекта Азиатское суперэнергокольцо со строительства энергомоста Россия – Япония.

При этом важно эффективно использовать гидроэнергопотенциал невостребованный энергосистемой Российской Федерации вследствие медленного роста спроса на электроэнергию на внутреннем рынке.

Глобальная электроэнергетическая система. В ближайшие 20 лет основные работы по созданию Глобальной электроэнергетической системы (ГЭЭС) развернутся на евразийском континенте, где сейчас имеются мощные центры генерации. В проекте ГЭЭС Россия занимает ключевые позиции в силу своего географического положения, через ее территорию можно проложить электроэнергетические мосты между мощными центрами производства возобновляемой электроэнергии ГЭС в Сибири и на Дальнем Востоке и центрами потребления в европейской части. На первом этапе создания евроазиатской части ГЭЭС предполагается объединить энергосистемы России, Казахстана, Белоруссии и стран Европы.

Для повышения эффективности энергетического сотрудничества со странами АТР и Европы также необходимо рассматривать возможность развития электрических связей. Созданию единого энергетического пространства на евроазиатском континенте могут способствовать рассматриваемые сейчас проекты Балтийского и Черноморского кольца, передачи постоянного тока мощностью 4000 МВт Россия – Беларусь – Польша – Германия и ряд других международных проектов.

Трансъевразийский пояс «Развитие» (ТЕПР). Интегральная инфраструктурная система на территории России, предполагающая единство транспортной, энергетической и телекоммуникационной инфраструктуры. На первом этапе система обеспечит связь портов Приморья и пограничных пунктов Китая с западной границей Белоруссии. На втором этапе может быть проложено ответвление к Северной Америке: Сибирь – Берингов пролив – Аляска.

Проекты МГЭС и формирование единого евразийского энергетического рынка. Проекты межгосударственных электрических связей восточноазиатской части России, рассматриваемые в настоящее время [13]:

1. Сибирь (Братск) – Монголия – Китай (Пекин). Пропускная способность 8,9 ГВт (Братск – Улан-Батор) / 8,2 ГВт (Улан-Батор – Пекин).

2. Сибирь (Забайкальск) – Китай (Пекин). Пропускная способность 6,5 ГВт.

3. Дальний Восток (Хабаровск) – Сахалин – Япония (Хокайдо, Хонсю). Пропускная способность 2,4 ГВт Дальний Восток – Сахалин / 5,3 ГВт Сахалин – Япония.

4. Дальний Восток (Владивосток) – КНДР (Пхеньян) – Республика Корея (Сеул). Пропускная способность 3,2 ГВт Дальний Восток – КНДР / 4,0 ГВт КНДР – Республика Корея.

5. Дальний Восток (Благовещенск) – Китай (Пекин). Пропускная способность 8,0 ГВт.

6. Дальний Восток (Тугурская ПЭС – Хабаровск) – Китай (Шэньян). Пропускная способность 5,0 ГВт Тугурская ПЭС – Хабаровск / 2,3 ГВт Хабаровск – Шэньян.

7. Дальний Восток (Пенжинская ПЭС) – Республика Корея (Сеул). Пропускная способность 15,0 ГВт.

8. Дальний Восток (Пенжинская ПЭС) – Япония (Токио). Пропускная способность 15,0 ГВт.

9. Сибирь (Красноярск) – Дальний Восток (Пенжинская ПЭС) – США (Сан-Франциско). Пропускная способность 15 ГВт.

Для успешной интеграции гидроэнергетических ресурсов России в глобальные электроэнергетические рынки Евразии, помимо строительства новых гидростанций и создания транснациональных связей на базе ВЛ 1150 кВ, крайне важно также обеспечить формирование общих энергетических рынков всех государств Евразии. Это потребует развития системы торгово-экономических отношений посредством обеспечения свободного перемещения энергоресурсов и доступа к системам их транспортировки, а также развития энерготранспортной инфраструктуры и создания условий для ее эффективного функционирования.

Основные этапы формирования общего электроэнергетического рынка государств Евразии можно разбить на три составляющие:

- гармонизация законодательной базы трансграничной торговли, определение основных игроков национальных рынков;
- создание и адаптирование национальных и наднациональных законодательных актов в сфере электроэнергетики с одновременным формированием структуры и механизмов общего электроэнергетического рынка и обеспечения свободного доступа на глобальные энергетические рынки;
- формирование общей нормативной правовой базы в сфере обращения электрической энергии и общих торговых площадок.

Перспективные ГЭС способные интегрироваться в энергетические рынки Евразии до 2050 года

Дальний Восток. Наиболее перспективные и экологически допустимые гидроэнергетические объекты размещаются на притоках рек Лены и Амура [6]. Объектами для экспорта электроэнергии в Китай, Мон-

голию, Японию, КНДР и Республику Корею предлагаются Иджекская (Канкунская) ГЭС с контррегулятором Нижнетимптонской, Среднеучурская ГЭС с контррегулятором Учурской, Усть-Юдомская ГЭС с контррегулятором Нижнемайской, Хинганская ГЭС суммарной мощностью 7235 МВт и выработкой электроэнергии 33,8 ТВт·ч.

Основные ресурсы, представляющие интерес для экспорта в сопредельные страны, сосредоточены в Республике Саха (Якутия), в южной ее части на притоках р. Алдан – реках Учур, Тимптон, Мая. В состав Южно-Якутского гидроэнергетического комплекса (ЮЯГЭК) входят две ГЭС на р. Учур – Среднеучурская и Учурская (контррегулятор) и две ГЭС на р. Тимптон – Иджекская и Нижнетимптонская (контррегулятор). Общая мощность комплекса 5 ГВт, а годовая энергоотдача 23,5 ТВт·ч.

ЮЯГЭК может стать крупным экспортером электроэнергии в соседние страны: Японию, Корею, Китай (учитывая их заинтересованность в импорте электроэнергии). Для этого потребуется сооружение линий электропередачи постоянного тока от 800-850 км (при экспорте в Китай) до 1800 км с прокладкой участков подводного кабеля (при экспорте в Японию).

Кроме того, для экспорта электроэнергии в страны АТР предлагаются Усть-Юдомская ГЭС и Нижнемайская (контррегулятор) ГЭС, расположенные в Усть-Майском районе Республики Саха (Якутия) на р. Мая.

В Схеме использования гидроэнергетических ресурсов пограничного участка р. Амур 1995 г. в качестве первоочередного объекта рекомендовался Хинганский гидроузел, створ которого намечен в 400 км от Хабаровска. ГЭС будет работать на зарегулированном стоке рек Зеи и Буреи, что позволит получить при сравнительно небольших напоре (16 м) и затоплениях 1200 МВт и около 6,0 ТВт·ч. Китайская сторона высказывала свою заинтересованность в сооружении Хинганского гидроузла, поэтому целесообразна организация совместных с КНР работ по проектированию пограничных гидроузлов на Амуре.

Перечень ГЭС и их параметры в последующем могут уточняться по мере пересмотра концепций использования гидроэнергопотенциала неосвоенных водотоков, новых планов международного сотрудничества с сопредельными государствами и др.

Восточная Сибирь. Основные неиспользованные гидроэнергетические ресурсы региона для экспорта электроэнергии сосредоточены на р. Енисей и его притоке Нижняя Тунгуска, реках Ангара, Витим, Мамакан, Шилка [6].

Объектами, ориентированными на экспорт электроэнергии в Китай и Монголию по линиям постоянного тока, рассматриваются Эвенкийская ГЭС с контррегулятором (вторая очередь), Тувинская, Шивелигская, Шуйская и Буренская ГЭС на верхнем Енисее суммарной мощностью более 9,2 ГВт и выработкой электроэнергии около 40 ТВт·ч.

Эвенкийская ГЭС с контррегулятором. На притоке нижнего Енисея р. Нижняя Тунгуска находится наиболее значительный перспективный гидроэнергетический объект не только региона, но и России – Эвенкийская ГЭС мощностью 12000 МВт, выработкой электроэнергии 47,5 ТВт·ч и контррегулятором мощностью 815 МВт и выработкой 3,8 ТВт·ч.

Энергию и мощность Эвенкийской ГЭС (первая очередь 6000 МВт) предполагается использовать в ОЭС европейской части России (возможно для экспорта в Европу), для чего потребуется сооружение ЛЭП постоянного тока с напряжением ±750 кВ протяженностью 2200 км до ОЭС Урала. Вторая очередь в объеме 6000 МВт предполагается для поставок электроэнергии в Китай и Монголию по двум ЛЭП напряжением ±750 кВ протяженностью 1900 и 2700 км.

В качестве перспективных для экспорта электроэнергии *приливных ЭС* могут быть рассмотрены следующие станции: Пенжинская, Мезенская и Тугурская. Реализация энергоотдачи ПЭС – одна из основных проблем реализации проектов ПЭС в России. Данная проблема возникает из-за неравномерности работы станций в течение суток и больших значений установленной мощности. Для выравнивания энергоотдачи ПЭС в энергосистеме требуется наличие высокоманевренных источников энергии суммарной мощностью, сопоставимой с установленной мощностью ПЭС.

Следует отметить, что принимая решение о сооружении того или иного гидроэнергетического объекта из указанных выше, требуется технико-экономическое обоснование эффективности его использования, как в экспортном направлении, так и для покрытия внутреннего электропотребления.

Выводы

В настоящее время в Евразии, и особенно в ее северо-восточной части, существуют благоприятные энергетические предпосылки для создания межгосударственных электрических связей и объединений (энергомостов).

На Восточном экономическом форуме (ВЭФ), который состоялся во Владивостоке 2-3 сентября 2016 г., президент России В.В. Путин предложил создать межправительственную рабочую группу по развитию проекта Азиатского суперэнергокольца [9].

В марте 2016 г. «Россети», японская Softbank, государственная электросетевая корпорация Китая и южнокорейская KEPCO подписали в Пекине меморандум о совместном продвижении взаимосвязанной электрической энергосистемы, охватывающей Северо-Восточную Азию. Проект предполагает поставку электроэнергии из РФ в Японию в объеме до 2 ГВт на первоначальном этапе. Мощность системы может составить 5 ГВт [14].

Вводы мощностей ГЭС, которые заложены в перспективной реализации новой Программы развития гидроэнергетики [6] на территории Российской Федерации, создадут предпосылки к продаже электроэнергии и мощности на экспорт. Возможность использования конкурентных преимуществ электроэнергии ГЭС позволит оптимизировать не только региональные, но и экспортные рынки электроэнергии. Прямой социальный аспект проектов ГЭС состоит в расширении занятости населения при строительстве и эксплуатации ГЭС. После завершения строительства ГЭС – в увеличении рабочих мест на предприятиях развивающейся конкурентоспособной и экспортно-ориентированной местной промышленности и транспортной инфраструктуры. Увеличение поступлений в местный бюджет налогов с новых предприятий будет способствовать созданию привлекательных и комфортных условий проживания населения с учетом рекреационного обустройства заселяемой территории и водохранилищ ГЭС.

Согласно Программе развития гидроэнергетики России до 2030 г. и на перспективу до 2050 г. первоочередными объектами гидроэнергетики в регионах Дальнего Востока для интеграции в глобальные энергетические рынки предлагаются: Иджекская (Канкунская) ГЭС, Усть-Юдомская ГЭС суммарной мощностью 7235 МВт и выработкой электроэнергии 33,8 ТВт·ч; в регионах Восточной Сибири для интеграции в глобальные энергетические рынки предлагаются Эвенкийская ГЭС с контррегулятором (вторая очередь), Тувинская, Шуйская ГЭС суммарной мощностью более 9,2 ГВт и выработкой электроэнергии около 40 ТВт·ч.

Литература

1. Belyaev L.S., Voropaj N.I., Podkoval'nikov S.V., Shutov G.V. Problems concerning the formation of the interstate power pool in Eastern Asia // ELECTRICITY. 1998. № 2. С. 15–21.

2. Voropai N.I., Podkovalnikov S.V. Electric power cooperation and trading in Asia Pacific Region: Russian view Asia Pacific Energy Research Centre (APERC), 2013. 1–19 с.

3. Беллендир Е.Н., Ваксова Е.И., Тулянкин С.В. Невостребованный экономический гидропотенциал России // Энергетическая политика. 2016. № 1. С. 50–57.

4. Беляев Л.С., Воронам Н.И., Марченко О.В., Подковальннков С., Савельев В.А., Соломин С.В., Чудинова Л.Ю. Электроэнергетическая интеграция России в Евразийское пространство: условия и роль гидроэнергетических ресурсов // Энергетическая политика. 2016. № 1. С. 26–36.

5. Беляев Л.С., Подковальников С.В., Савельев В.А., Чудинова Л.Ю. Перспективы использования возобновляемых гидравлических ресурсов Восточной России и Северо-Восточной Азии Иркутск: Шестая международная конференция АЕС-2008. Энергетическая кооперация в Азии: прогнозы и реальность. Сборник научных трудов, 2008.

6. Богуш Б.Б., Хазиахметов Р.М., Бушуев В.В., Беллендир Е.Н., Подковальников С.В., Воропай Н.И., Ваксова Е.И., Чемоданов В.И. Основные положения Программы развития гидроэнергетики России до 2030 года и на перспективу до 2050 года // Энергетическая политика. 2016. № 1. С. 3–19.

7. Бушуев В.В. Роль гидроэнергетики в формировании ресурсной базы и энергетической инфраструктуры Евразии.: НП «Гидроэнергетика России» – Пятое Всероссийское совещание гидроэнергетиков. Тезисы докладов. Санкт-Петербург 28-29 ноября 2013 г. М.:Издательство ООО «РА-Ильф», 2013. 50–51 с.

8. Воропай Н.И., Подковальников С.В. Исследование формирования электроэнергетического объединения и обмена электроемкими продукцией и услугами в Северо-Восточной Азии. Иркутск, 2013.

9. Комраков А. Азиатское энергокольцо пошло на 18-й круг / Экономика / Независимая газета [Электронный ресурс]. URL: http://www.ng.ru/economics/2016-09-05/4_energy.html (дата обращения: 10.11.2016).

10. Соловьев Д.А. Проблемы и перспективы интеграции гидроэнергетических ресурсов России в глобальные электроэнергетические рынки Евразии // Энергетическая политика. 2014. № 3. С. 33–39.

11. World Atlas and Industry Guide - Hydropower&DAMS London: The International Journal on Hydropower and Dams – Aqua-Media International Ltd, 2014.

12. Программа развития гидроэнергетики России до 2030 года и на перспективу до 2050 года (Отчет о НИР по лоту № 1-ИА-2014-ДНТР ПАО «РусГидро»). Москва, 2015.

13. Исследование и разработка проекта интеграции гидроэнергетических ресурсов России в глобальные электроэнергетические рынки (Отчет о НИР по лоту № 2-ИА-2014-ДНТР ПАО «РусГидро»). Москва, 2015.

14. Предварительные расчеты Азиатского энергокольца будут сделаны до конца года, – Россети – BigpowerNews // Россети [Электронный ресурс]. URL: http://www.bigpowernews.ru/markets/document71127.phtml (дата обращения: 20.06.2016).

3.5. Активные потребители в интеллектуальной электроэнергетической системе

Характеристика проблемы

Суточные графики электрических нагрузок электроэнергетических систем (ЭЭС) складываются из графиков отдельных потребителей, которые, как правило, неравномерны. При этом известно, что плотность и равномерность графика нагрузки оказывают сильное влияние на экономические показатели ЭЭС. Изменение графиков электрических нагрузок (потребляемой мощности) потребителей дает возможность существенно скорректировать суммарный график электрической нагрузки ЭЭС в сторону снижения потребности в генерирующих мощностях и текущих издержках на производство и передачу электроэнергии.

Выравнивание графиков электрических нагрузок путем заполнения ночных провалов и переноса нагрузок на внепиковые (дневные и ночные) часы суток может осуществляться с использованием государственных мер, внутриотраслевых мероприятий, а также на основе регулирования электропотребления непосредственно у потребителя, например, за счет потребителей-регуляторов, т.е. таких потребителей, в структуре которых имеется электротехнологическое оборудование, которое может работать в режиме регулирования графика нагрузки в соответствии с потребностями ЭЭС [1].

В результате эффективного использования в ЭЭС таких потребителей-регуляторов сокращаются пиковые нагрузки, капитальные и текущие затраты, повышается конкурентоспособность компании на рынке электроэнергии. У потребителя же интерес к регулированию электропотребления связан со снижением платы за электроэнергию (мощность). Отсюда следует, что экономической основой режимного взаимодействия потребителей и ЭЭС служат хорошо продуманные дифференцированные тарифы на электроэнергию, стимулирующие проведение соответствующих мероприятий у потребителя по регулированию электропотребления.

В последнее время, в связи с появлением современных высокоскоростных средств получения, передачи, преобразования и представления информации, реализуются возможности активного поведения потребителей в управлении собственным электропотреблением в режиме реального времени, анализируя текущую информацию о потреблении электроэнергии и мощности, а также о их стоимости, и принимая опе-

ративные решения по конкретным мероприятиям, снижающим плату за электроэнергию и мощность без ущерба для технологического процесса [2, 3].

История вопроса

Понятие «потребитель-регулятор» впервые в России появилось в [4], под которым подразумевался потребитель, спроектированный специально для работы в режиме, согласованном с графиком нагрузки ЭЭС. Позднее в [5] было дано уточняющее определение потребителя-регулятора, который работает в основном в часы суточного или недельного (выходные дни) провалов графиков нагрузки. В соответствии с Федеральным законом «Об электроэнергетике» [6] потребитель-регулятор осуществляет соответствующие услуги на возмездной договорной основе. За рубежом рассматриваемое направление по регулированию электропотребления получило название «управление спросом» (Demand Side Management), объединяющее техническую (потребитель-регулятор) и экономическую (спрос, управление) составляющие [7]. В целом ряде стран (Австралия, Великобритания, США и др.) разработаны и реализуются проекты автоматизированного управления спросом на электроэнергию с целью снижения пиковых нагрузок ЭЭС [8, 9 и др.].

В настоящее время проблема управления спросом решается в рамках концепции интеллектуальной энергосистемы (ИЭС) на основе договоров системы с конкретными активными потребителями, построенных на учете экономических интересов каждой стороны [10-12 и др.]. В числе регулируемых электроприемников обычно рассматриваются кондиционеры крупных жилых, коммерческих и административных зданий в городах, электрические водонагреватели, электроприводы насосов систем орошения в сельской местности и др. При этом активные потребители имеют возможности автоматизированного управления использованием электрической энергии и минимизации затрат на ее оплату. К средствам автоматизации относятся высокоинтеллектуальные системы контроля и учета электроэнергии, домашние дисплеи, аппаратура связи и т.д. [13].

Проект по установке 32-х миллионов интеллектуальных счетчиков в Италии стал первым примером, демонстрирующим возможные результаты внедрения активных потребителей [14]. Результаты проекта показали, что установка интеллектуальных счетчиков и домашних дисплеев стимулировали 57% потребителей, участвующих в программе измене-

ния своих привычек: 29% откладывали использование бытовых приборов на вечер; 12% старались избегать одновременного использования нескольких приборов; 7,5% отключали приборы вместо того, чтобы оставлять их в режиме ожидания; 6,6% менее интенсивно использовали крупные бытовые приборы.

В настоящее время в сетях электроснабжения крупных потребителей в России установлено большое количество современных счетчиков электрической энергии, которые измеряют, регистрируют и передают на диспетчерские пункты параметры режимов потребляемой электроэнергии и ее качества, имеют релейные выходы для управления режимом сети [15]. Использование интеллектуальных счетчиков у потребителей дает возможность дистанционно контролировать потребление электроэнергии, ее качество, что в конечном счете позволяет снизить потери и полностью автоматизировать ведение балансов электроэнергии. Интеллектуальные счетчики позволяют также, применяя переменные тарифы на электроэнергию во время периодов пиковых и непиковых нагрузок, управлять выключателями нагрузки и контролировать электропотребление.

Формализация задачи оптимизации электропотребления активного потребителя

Возможности потребителя минимизировать свои расходы на покупку электроэнергии определяются в результате минимизации критерия:

$$min\left(\mathrm{C}_p P_{max} + \sum_{k=1}^{K} C_{ek} E_{nk}\right), \qquad (1)$$

где C_p – удельная стоимость одного киловатта суточного максимума нагрузки; C_{ek} – удельная стоимость 1 кВт·ч электроэнергии; P_{max} – максимум нагрузки потребителя, кВт·ч; E_{nk} – количество потребляемой за сутки электроэнергии, кВт·ч; K – количество интервалов, на которые разбивается суточный график потребления электроэнергии.

Критерий (1) отражает общий случай оплаты потребителем как потребляемой электроэнергии, так и максимума нагрузки, что характерно в настоящее время для промышленных потребителей [16]. Для бытовых потребителей, как правило, учитывается лишь вторая составляющая, которая интегрально учитывает и мощность, и энергию.

В качестве ограничений при минимизации критерия (1) рассматриваются следующие:

$$E_{nk} \geq E_{nk\ \min}, \quad k = \overline{1,K}; \tag{2}$$

$$0 \leq P_r \leq P_{r\ \max} \tag{3}$$

Соотношение (2) отражает возможные ограничения по потребляемой электроэнергии на интервале k суточного графика нагрузки, определяемые технологическим минимумом с учетом особенностей технологии производства (например, технологическая бронь). В случае задания подобного ограничения по мощности выражения (2) легко трансформируется на заданном интервале графика нагрузки. Неравенство (3) отражает ограничения на предельную суммарную мощность регулируемых электроприемников, перенос мощности которых в другую зону графика нагрузки не приведет к снижению производительности потребителя. При этом:

$$P_r = \sum_{i=1}^{I} P_{ri}, \tag{4}$$

где P_{ri} – мощность единичного регулируемого электроприемника; I – количество регулируемых электроприемников у потребителя.

При решении оптимизационной задачи (1) – (3) необходимо иметь ввиду, что предельные значения регулируемой электрической нагрузки $P_{r\ max}$, а также возможности ее переноса на другие зоны графика нагрузки, должны определяться эксплуатационным персоналом потребителя, хорошо знающим его технологические особенности и способность адаптироваться к изменениям электропотребления.

Минимизация затрат активных потребителей на покупку электроэнергии

В качестве объектов для исследования рассмотрены следующие потребители:

1) кампус технического университета;

2) нефтеперерабатывающий цех;

3) медеплавильный завод.

Исследования проводились с учетом технологических особенностей потребителей. В соответствии с рекомендациями [16] были приняты тарифные зоны суток применительно к ОЭС Сибири: ночная зона – с 23:00 до 7:00; полупиковая зона – с 9:00 до 18:00 и с 20:00 до 23:00; пиковая зона – с 7:00 до 9:00 и с 18:00 до 20:00. Для всех исследуемых объектов введены дифференцированные по трем зонам суток тарифы на электроэнергию, причем разница в оплате по тарифным зонам суток у потребителей зависит только от уровня напряжения питающей сети. С целью сопоставимости результатов исследований для всех трех потребителей в критерии оптимизации (1) учитывается лишь вторая составляющая.

Рассмотрим исходные условия и результаты исследований принятых потребителей.

Кампус технического университета. Исходный суточный график активной нагрузки этого потребителя представлен на рис. 3.5.1 сплошной линией. Уровень питающего напряжения 6 кВ. Тарифы на электроэнергию по зонам составляют: в ночной зоне – 118,0 коп./кВт·ч; в полупиковой зоне – 156,5 коп./кВт·ч; в пиковой зоне – 196,0 коп./кВт·ч. Регулируемая нагрузка составила 360 кВт (группа электроприемников комбината общественного питания).

Результат оптимизации суточного графика нагрузки рассматриваемого потребителя показал, что суточная оплата потребляемой электроэнергии снизилась на 435 руб., что составило 1% от общей суточной оплаты при исходном графике нагрузки. Результирующий оптимизированный суточный график нагрузки показан на рис. 3.5.1 пунктирной линией, которая в некоторые периоды суток совпадает с исходной кривой.

Нефтеперерабатывающий цех. Исходный суточный график активной нагрузки этого потребителя представлен на рис. 3.5.2 сплошной

Рис. 3.5.1. ***Обобщенный график потребления активной мощности кампуса технического университета до и после процесса оптимизации***

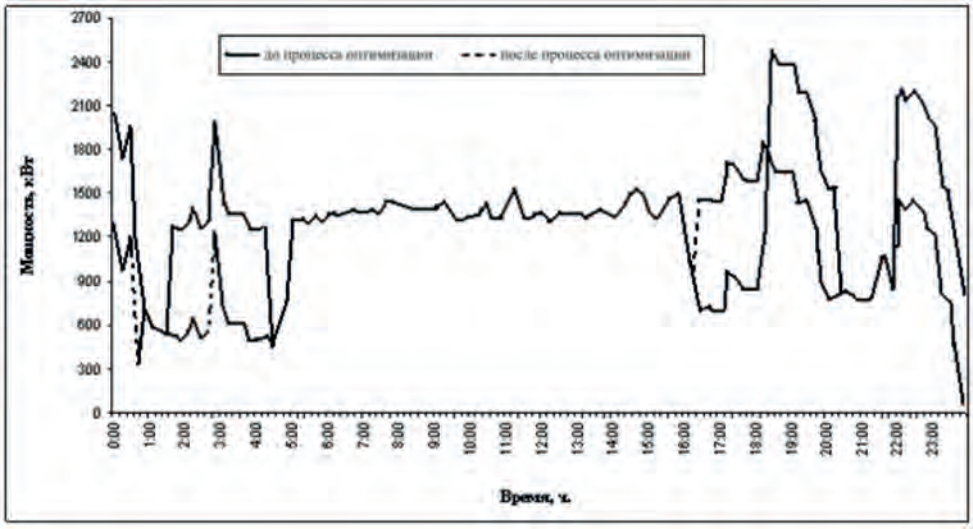


Рис. 3.5.2. ***Обобщенный график потребления активной мощности нефтеперерабатывающего цеха до и после процесса оптимизации***

линией. Уровень питающего напряжения 35 кВ. Тарифы на электроэнергию по зонам составляют: в ночной зоне – 106,0 коп./кВт·ч; в полупиковой зоне – 145 коп./кВт·ч; в пиковой зоне – 184,0 коп./кВт·ч. Регулируемая нагрузка составила 750 кВт (насосное оборудование).

Результаты оптимизации суточного графика активной нагрузки этого потребителя показаны на рис. 3.5.2 пунктирной линией, которая в определенные периоды суток совпадает с исходной кривой. Суточная оплата потребляемой электроэнергии снизилась на 1170 руб., что составило 2,6% от общей суточной оплаты при исходном графике нагрузки.

Медеплавильный завод. Исходный суточный график активной нагрузки медеплавильного завода представлен на рис. 3.5.3 сплошной линией. Уровень питающего напряжения 110 кВ. Тарифы на электроэнергию по зонам составляют: в ночной зоне – 84,0 коп./кВт·ч, в полупиковой зоне – 122,0 коп./кВт·ч; в пиковой зоне – 162,0 коп./кВт·ч. Потребляемая за сутки электроэнергия составляет 3068,5 МВт·ч, ее стоимость – 3731397,97 – рублей. Регулируемая нагрузка составила 50 МВт (рудотермические печи и электролизные ванны).

Рис. 3.5.3. ***Обобщенный график потребления активной мощности медеплавильного завода до и после процесса оптимизации***

Результаты оптимизации суточного графика активной нагрузки медеплавильного завода показаны на рис. 3.5.3 пунктирной линией. В некоторые периоды суток она совпадает с исходной кривой. Суточная оплата потребленной электроэнергии снизилась на 158307 руб., что составило около 4,3% от общей суточной оплаты при исходном графике нагрузки.

Таким образом, снижение платы за электроэнергию имеет место в различной степени для разных потребителей в зависимости от их мощности, используемой технологии производства, разницы в уровнях тарифов на электроэнергию в различные периоды суток.

Условия обеспечения активности потребителя

Выполненные в предыдущем разделе оценки по оптимизации суточных графиков трех видов потребителей, по существу, основывались на регулируемых, хотя и дифференцированных по зонам суток, тарифах на электроэнергию. Эти условия не дают потребителю стимулов быть активным в управлении собственным электропотреблением. Активность потребителя предполагает, что он в реальном времени либо на сутки вперед принимает решения о сокращении электропотребления или перемещении электроприемников на другой период с меньшей стоимостью электроэнергии.

Подобные условия возможны прежде всего для крупных потребителей, выведенных на рынок на сутки вперед либо на спотовый рынок электроэнергии, на которых текущая цена электроэнергии формируется с учетом конъюнктуры спроса и предложения. Возможная экономия для них в оплате электроэнергии может при этом оказаться существенной, оправдывающей мероприятия по реализации активного поведения этих потребителей в управлении собственным электропотреблением.

Упомянутые мероприятия, помимо алгоритма оптимизации, подобного приведенному выше, должны включать технические средства и информационные технологии получения, обработки и представления информации о текущем электропотреблении и текущей цене электроэнергии, а также прогноза этих параметров на короткий период для создания резерва времени на принятие решений [17].

Использование рыночных механизмов и развитие информационно-коммуникационных технологий стимулируют активное поведение и другого субъекта процесса электроснабжения – электроснабжающей организации (ЭСО), у которой появляются возможности путем формирования ценовых меню в темпе процесса побуждать потребителей к активному управлению собственным электропотреблением [18-20].

Учитывая несовпадение интересов ЭСО и потребителей в процессе выравнивания графиков нагрузки, важнейшей проблемой является использование эффективного метода координации взаимодействия обеих сторон процесса электроснабжения. В [21] исследованы возможности и показана эффективность одного из игровых методов – теории контрактов [22].

Литература

1. Ханаев В.В. Потребители-регуляторы: возможности и перспективы применения // Научно-технические ведомости СПбГПУ, 2008, № 1, с. 59-63.

2. Волкова И.О., Шувалова Д.Г., Сальникова Е.А. Активный потребитель в интеллектуальной энергетике // Академия энергетики, 2011, №2 (40), с. 50-57.

3. Gellings C.W. The Smart Grid: enabling energy efficiency and demand response. Lilburn, CA: Fairmont Press, 2009, 300 p.

4. Кукель-Краевский С.А. Электроэнергетическая система. М.–Л.: ГОНТИ НКТП. Ред. энерг. литературы, 1938, 206 с.

5. Ханаев В.А. Пути повышения маневренности Единой электроэнергетической системы СССР. Новосибирск: Наука, 1991, 145 с.

6. Федеральный Закон «Об электроэнергетике» от 26.03.2003 г. № 35-ФЗ.

7. Brooks B. A., Lu E., Reicher D., Spirakis C., Weihl B. Using real-time control of demand to help balance of generation and load // IEEE Power & Energy Magazine, 2010, Vol. 8, No.3, p. 13-18.

8. Molderink A., Bakker V., Bosman M.G.C., Hurink J.L., Smit G.J.M. Management and control of domestic smart grid technology // IEEE Transactions on Smart Grid, 2010, Vol.1, No.2, p. 109-119.

9. Ravibabu P., Praveen A., Chandra C.V., Reddy P.R., Teja M. An approach of DSM techniques for domestic load management using fuzzy logic // IEEE Int. Conf. of Fuzzy Systems, 2009, p. 1303-1307.

10. Ning Zhanng, Ochoa L.F., Kirschen D. S. Investigating the impact of demand side management on residential consumers // IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe, Manchester, UK, December 5-7, 2011,7 p.

11. Fazeli A., Christopher E., Johnson C.M., Gillion M., Summer M. Investigating the effects of dynamic demand side management within intelligent smart energy communities of future decentralized power system // IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe, Manchester, UK, December 5-7, 2011,7 p.

12. Worldwide Survey of network-driven demand-side management projects. Research Report No. 1. Task XV of the International Energy Agency Demand Side Management Programme. Second Edition, October 10, 2008. http://www.efa.com.au

13. De Groot R.J.W., Morren J., Slootweg J.G. Smart integration of distribution automation applications // IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe, Berlin, Germany, October 14-17, 2012, 6 p.

14. Глобальные проекты Smart Grid. Доклад Европейской Комиссии // Энергоэксперт, 2011, № 5, с. 104-108.

15. Цымбал С., Коптелов А. Интеллектуальные технологии в электроэнергетике // Энергорынок, 2010, № 04(76), с. 57-59.

16. Об интервалах тарифных зон суток для энергозон (ОЭС) России по месяцам 2012 года. Приказ Федеральной службы по тарифам от 20 декабря 20111 г. № 378-э/2.

17. Воропай Н.И.,Стычински З.А., Козлова Е.В., Степанов В.С., Суслов К.В. Оптимизация суточных графиков нагрузки активных потребителей // Известия РАН, Энергетика, 2014, № 1, с. 84-90.

18. Rahbari-Asr N., Ojha U., Zhang Z., Chow M.-Y. Incremental welfare consensus algorithm for cooperative distributed generation/demand response in smart grid // IEEE Transactions on Smart Grid, 2014, Vol.5, No. 6, p. 2836-2845.

19. Mohsenian-Rad A.H., Leon-Garcia A. Optimal residential load control with price prediction in real-time electricity pricing environments // IEEE Transactions on Smart Grid, 2010, Vol.1, No.2, p.120-133.

20. Conejo A.J., Morales J.M., Baringo M. Real time demand response model // IEEE Transactions on Smart Grid, 2010, Vol.1, No.3, p.236-242.

21. Айзенберг Н.И., Сташкевич Е.В., Воропай Н.И. Координация взаимодействия электроснабжающей организации и активных потребителей при оптимизации суточных графиков нагрузки // Известия РАН, Энергетика, 2016, № 3, с. 44-54.

22. Юдкевич М.М., Подколзина Е.А., Рябинина А.Ю. Основы теории контрактов: модели и задачи. М.: Высшая школа экономики, 2002, 352 с.

ГЛАВА 4

НОВАЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ГЕНЕРАЦИЯ

4.1. Электрогенерация на органическом и атомном топливе

Тепловая генерация

ТЭС на органическом топливе составляют основу отечественной электроэнергетики. В настоящее время в стране эксплуатируется 1670 ТЭС единичной мощностью 500 кВт и выше. Более 98% мощности ТЭС находится в зоне централизованного электроснабжения, изолированно работает около 2,9 ГВт ТЭС. Электрогенерация на ТЭС характеризуется высокой степенью концентрации мощности. На 43-х крупнейших отечественных ТЭС мощностью 1 ГВт и более (2,7% от общего числа ТЭС) приходится 46,6% всех мощностей ТЭС и 49,3% вырабатываемой ими электроэнергии. Вклад имеющихся 1350 ТЭС мощностью менее 100 МВт (84,1% от числа ТЭС) в установленную мощность ТЭС страны не превышает 7,9%, в выработку электроэнергии – 6,1%. В структуре мощностей ТЭС по видам топлива преобладают газомазутные электростанции, доля которых достигает 65,5%. Доля твердотопливных ТЭС, соответственно, составляет 34,5%.

Важнейшей особенностью тепловой электроэнергетики страны является большая установленная мощность ТЭЦ, превышающая 90 ГВт, или 53,3% от суммарной мощности ТЭС. По теплофикационному циклу вырабатывается около 200 млрд кВт·ч электроэнергии (более 28% общей выработки ТЭС). При этом суммарная выработка ТЭС составляет около 452 млрд кВт·ч электроэнергии. Это означает, что примерно 56% электроэнергии на ТЭЦ производится в неэкономичном конденсационном цикле.

Тепловые электростанции являются крупнейшими потребителями топлива в стране. В 2015 г. ими было использовано около 340 млн т у.т.

Преобладающим топливом является природный газ. Наблюдается тенденция к росту его доли в топливном балансе отечественных ТЭС – с 66% в 2000 г. до 69% в 2015 году. За этот период доля использования угля сократилась с 28 до 23%, а нефтепродуктов – с 6 до 1%. Замыкают топливный баланс прочие виды топлива с долей в 7%.

В технологической структуре ТЭС доля паротурбинных установок (ПТУ) составляет около 85%, из них лишь немногим более 27% – энергоблоки на сверхкритические параметры пара (24 МПа). Все еще остается в эксплуатации много ПТУ с очень низкими параметрами свежего пара (9 МПа и ниже), доля которых достигает 14%. Свыше 60% мощности всего парка генерирующего оборудования ТЭС (почти 100 ГВт) эксплуатируется более 30 лет. Несмотря на то, что в последнее десятилетие интенсивно вводились прогрессивные парогазовые установки (ПГУ) и газотурбинные установки (ГТУ), их доля пока невелика (10,9% и 3,7% соответственно). Причем эти вводы осуществлялись преимущественно на основе импортного газотурбинного оборудования.

Технический уровень значительной части эксплуатируемого электрогенерирующего оборудования остается достаточно низким. Особенно это касается угольной энергетики. Угольные ТЭС имеют средний КПД около 33-36%, в то время как у лучших зарубежных угольных станций этот показатель достигает 43-44%. В стране нет ни одного энергоблока на суперсверхкритические параметры пара. На Новочеркасской ГРЭС сооружен первый в стране энергоблок со сжиганием угля в котле с циркулирующим кипящим слоем (ЦКС). Экологические показатели угольных ТЭС значительно уступают современным зарубежным станциям. На угольных ТЭЦ замещению подлежат около 45% их суммарной мощности. На протяжении многих лет низкой остается загрузка отечественных ТЭЦ, что свидетельствует об избытке установленных мощностей.

Наблюдаемое в последние годы повышение энергоэффективности отечественных ТЭС связано в основном с увеличением доли природного газа в топливном балансе станций и вводом ПГУ, имеющих высокий КПД. Средний удельный расход топлива на отпуск электрической энергии на ТЭС с 2000 по 2015 г. сократился на 6%, а на отпуск тепла – на 1,5%. Также сократился в этот период и удельный расход электрической энергии на собственные нужды ТЭС: на производство электроэнергии с 5,9 до 5,2%, на отпуск тепловой энергии – с 34,6 до 32,6 кВт·ч/Гкал. В целом же энергетическая эффективность отечественных ТЭС остается достаточно низкой, что обусловлено большой долей старого неэффективного оборудования, низкой загрузкой станций и работой ТЭЦ в неэкономичном для них конденсационном режиме.

Газовая генерация. Приоритеты технологического развития газовых ТЭС состоят в (а) повышении эффективности использования достаточно дорогого газового топлива за счет расширенного применения высокоэффективных ПГУ и (б) сокращении производственных издержек путем реконструкции и модернизации действующих электростанций, максимальной унификации создаваемого оборудования, применения типовых проектных решений на базе серийного отечественного (лицензионного) оборудования, освоения выпуска отечественных компонентов для ремонта импортного оборудования.

Перед российской газовой генерацией стоят следующие важнейшие задачи:

- увеличение степени локализации производства лицензионных газовых турбин средней и большой мощности и разработка на их основе типовых проектов ПГУ для замещения выводимых газовых паротурбинных блоков мощностью 100-800 МВт на КЭС и 100-250 МВт на ТЭЦ;
- разработка отечественных газовых турбин средней (30-100 МВт) и большой (до 300 МВт и более) мощности, конкурентоспособных с лучшими зарубежными аналогами;
- совершенствование отечественных ГТУ малой мощности (25 МВт и менее), в том числе с использованием регенеративных схем, включая создание и освоение производства высокотехнологичных микротурбин;
- разработка гибридных электрогенерирующих установок на основе топливных элементов и микротурбин с КПД до 65-70%.

Осуществляемую локализацию производства иностранного газотурбинного оборудования на отечественных предприятиях к настоящему времени трудно признать успешными. За зарубежными компаниями остается изготовление и поставка наиболее высокотехнологических и критически важных элементов «горячего тракта» ГТУ (лопатки турбины высокого давления, горелки и элементы камеры сгорания и др.). Практически все производимые по лицензии установки относятся к предыдущему поколению турбин. Лицензионными соглашениями часто предусматривается запрет на экспорт производимого оборудования, вводимый для исключения конкуренции с продукцией материнской компании на зарубежных рынках. В условиях достаточной узости внутреннего рынка такой запрет негативно сказывается на эффективности лицензионного производства и стоимости.

Важнейшей ближайшей задачей следует считать организацию собственного производства высокотехнологичных компонентов ГТУ для целей обеспечения ремонта установленных газовых турбин средней и большой мощности зарубежного производства.

Новые и усовершенствованные ГТУ должны быть специально разработаны для энергетического применения, оборудованы низкоэмиссионными камерами сгорания (с выбросами оксидов азота не более 25 ppm), иметь большой рабочий ресурс (до 150 тыс. часов и более). Для обеспечения конкурентоспособности разрабатываемых установок с перспективными зарубежными технологиями потребуется выполнить большой объем НИОКР, в том числе по созданию новых жаропрочных материалов и термобарьерных покрытий. Котлы-утилизаторы для крупных ПГУ должны иметь контуры двух (трех) давлений для эффективной работы при различных нагрузках. Необходимо продолжить совершенствование отечественных паровых турбин с целью повышения КПД. Целесообразно наращивать усилия по разработке отечественных технических средств и интеллектуальных систем диагностики состояния основного и вспомогательного оборудования энергетических установок в режиме реального времени, прежде всего высокочувствительных и надежных сенсоров, в т.ч. бесконтактных.

Задачу разработки отечественных газовых турбин большой мощности с предельной эффективностью, конкурентоспособных на внутреннем и внешнем рынках, следует рассматривать как стратегическую, гарантирующую сохранение и развитие научно-технологического потенциала страны. Это прямой технологический вызов для отечественной науки и промышленности. Владение технологиями производства мощных газовых турбин позитивно характеризует научно-технологический уровень энергетического машиностроения страны и во многом определяет его экспортный потенциал. Такие турбины станут особенно востребованными на внутреннем рынке в новом инвестиционном цикле развития отечественной электроэнергетики, который ожидается после 2030 года. За оставшиеся 10-15 лет необходимо выполнить большой объем НИОКР по разработке новых жаропрочных материалов, термобарьерных покрытий, элементов оборудования на их основе и освоить их промышленное производство.

Угольная генерация. В угольной генерации актуальными являются разработка и освоение производства нового паротурбинного оборудования с характеристиками на уровне лучших доступных технологий для замещения выводимых угольных энергоблоков мощностью 100-500 МВт на КЭС и 100-250 МВт на ТЭЦ, в том числе на супер-

сверхкритические параметры (СКСП) пара, и рассчитанные на использование отечественных каменных и бурых углей. Для замещения выводимого оборудования на угольных ТЭЦ необходимо разработать теплофикационный блок на угле мощностью 100-120 МВт с повышенными технико-экономическими показателями, а также типовые проекты строительства угольной ТЭЦ нового поколения, учитывающей современные схемные и компоновочные решения с внедрением инновационных технологий, обеспечивающих возможность использования золошлаковых отходов в строительной индустрии. Емкость внутреннего рынка для угольных ПТУ составляет не менее 10-20 ГВт или около 100 энергоблоков мощностью 100-500 МВт на период до 2035 года.

Для удовлетворения требованиям природоохранного законодательства потребуется разработка отечественного природоохранного оборудования для ТЭС, включая установки очистки дымовых газов от оксидов серы и азота, а также пыли.

Целесообразно поддерживать на определенном уровне НИОКР по созданию:

- отечественных котлов циркуляционного кипящего слоя (ЦКС);
- основного технологического оборудования для угольных электростанций на ультрасверхкритические параметры пара (мягкие условия: 32 МПа, 650/670 °С, жесткие условия: 35 МПа, 700/720 °С) с КПД на уровне 50-53%);
- ПГУ с внутрицикловой газификацией угля с КПД до 51-54%;
- высокоэффективных технологий газификации угля;
- мембранных технологий разделения воздуха большой производительности для применения в составе газогенераторных установок.

Эффективность и масштабы применения данных технологий в стране пока остаются неопределенными. Поэтому форсировать соответствующие разработки пока не требуется. Нужно приветствовать материаловедческие работы по созданию новых жаропрочных материалов, результаты которых могут быть востребованы в других сферах применения.

Технологии выделения углекислого газа из дымовых газов электростанций, его транспортирования и захоронения (технологии CSS) могут стать актуальными в случае принятия Россией международных обязательств по существенному сокращению выбросов парниковых газов и поддержке развития угольной промышленности и электрогенера-

ции в этих условиях. Поэтому в данной области также пока достаточно ограничиться поддерживающими НИОКР.

Когенерация. Основу теплового обеспечения страны составляют системы централизованного теплоснабжения, доля которых в суммарном производстве тепловой энергии составляет около 82% (примерно 1300 млн Гкал в год). Основными источниками тепла в них выступают ТЭЦ (45%) и котельные (48%).

Развитие теплоснабжения связано с расширением использования когенерации. Это возможно путем распространения ее на тепловые нагрузки в зоне централизованного теплоснабжения, которые в настоящее время покрываются котельными, а также на зону децентрализованного теплоснабжения. Очевидно, что это потребует разработки новых когенерационных технологий. Представляется эффективным использование в будущем для этих целей электрохимических технологий, а также других средств распределенной генерации, в том числе на основе ВИЭ. Кроме того, повышение эффективности теплоснабжения в стране требует технологического совершенствования теплосетевого комплекса страны.

Наблюдаемое снижение экономической эффективности ТЭЦ обусловлено низкой загрузкой мощностей по причине существенного сокращения присоединенных тепловых нагрузок и спроса на тепловую энергию. С 1990 по 2014 гг. отпуск тепловой энергии с ТЭЦ уменьшился в 1,7 раза. При этом особенно сильно сократилась круглогодичная промышленная нагрузка. Превалирующей стала резкопеременная в течение года отопительная нагрузка. Это привело к изменению режимов отпуска тепла. В результате ТЭЦ вынуждены работать по электрическому графику в неоптимальном для них конденсационном режиме. Поэтому требуется разработка оборудования ТЭЦ с высокой эффективностью эксплуатации в режимах с минимальной тепловой нагрузкой. В настоящее время ведутся разработки так называемой «всережимной» когенерационной ПГУ электрической мощностью 20-25 МВт [1].

Эксплуатируемые в стране котельные характеризуются высокой степенью износа основного оборудования. При этом более 60% имеющихся котельных работает на природном газе, что создает хорошую основу для создания на их базе мини-ТЭЦ. Это позволит существенно улучшить эффективность использования топлива и экономику теплоснабжения.

В стране остается достаточно большая доля децентрализованного теплоснабжения (около 18%), где тепло производится индивидуаль-

ными теплогенераторами, использующими различные виды топлива, преимущественно природный газ. В мире ведутся интенсивные разработки оборудования микрокогенерации для этого сегмента энергетики. В России также необходимо поддерживать работы по созданию соответствующих технологий, поскольку имеются хорошие перспективы по их крупномасштабному внедрению.

Распределенная генерация на основе органических топлив. Распределенная генерация включает в себя установки единичной мощностью до 25 МВт, в том числе газотурбинные установки (ГТУ), газопоршневые установки (ГПУ), дизельные электростанции (ДЭС), микротурбины, а так же установки на основе ВИЭ. Значительная их часть сосредоточена в различных отраслях экономики. В России, как и во многих странах мира (Германии, США и др.), расширяется использование малой генерации в сфере теплоснабжения (когенерация). Однако развитие в стране распределенной генерации сдерживается несовершенством имеющейся нормативно-правовой базы.

Основной сферой применения технологий распределенной генерации на основе органических топлив является реконструкция систем централизованного теплоснабжения с оптимизацией (разукрупнением) теплоисточников и замещением их когенерационными установками (КГУ) на основе ГТУ и ГПУ, с соответствующей реконструкцией котельных и преобразованием их в мини-ТЭЦ. Реконструкция котельных позволяет создать в стране дополнительно около 40-50 ГВт электрической мощности с выработкой на тепловом потреблении, т.е. самым эффективным способом, около 160-180 млрд кВт·ч электроэнергии в год. Производство больших объемов тепловой энергии низкого потенциала в котельных, в основном газовых, представляет одну из важнейших особенностей энергетики России, обусловленной ее суровым климатом. В связи с этим расширение выработки электроэнергии на тепловом потреблении путем развития когенерации на базе существующих газовых котельных представляет собой один из крупнейших источников экономии топлива в стране и является одним из важных направлений развития энергетики страны. Развитие когенерации уменьшит вводы новых генерирующих мощностей на крупных ТЭС, сократит объемы электросетевого строительства, снизит потери в электрических сетях. Когенерационные установки имеют преимущества в сроках сооружения и заблаговременности инвестиций по сравнению с крупными ТЭС. Массовое внедрение КГУ будет способствовать улучшению условий прохождения в электроэнергетической системе зимних максимумов электрической нагрузки.

Еще одной областью спроса на технологии распределенной генерации может стать замещение индивидуальных теплогенераторов у мелких потребителей (домашние хозяйства, мелкий бизнес и т.п.) на микро-КГУ на базе микротурбин, малых ГПУ и топливных элементов на природном газе. Замена индивидуальных котлов на микро-КГУ в потенциале способна дополнительно обеспечить создание около 40-60 ГВт новых электрических мощностей и выработку 140-160 млрд кВт·ч электроэнергии. Большие масштабы производства таких установок позволяют существенно снизить их стоимость.

Для развития распределенной генерации на основе природного газа потребуется разработать:

- газопоршневые установки (ГПУ) мощностью 4-8 МВт и более и когенерационные установки (КГУ) на их основе с электрическим КПД не ниже 45-48% и когенерационным КПД (с учетом отпущенного тепла) на уровне 85-95%;
- ГТУ малой мощности (2, 4, 8 и 16 МВт), в том числе со сложными схемами, с КПД 35-40% и более и рабочим ресурсом до 150-200 тыс. часов;
- высокоэффективные микротурбины мощностью 0,2, 0,5, и 1 МВт с КПД до 35-38% и рабочим ресурсом до 100-150 тыс. часов;
- КГУ на природном газе на основе топливных элементов микроуровня (2-5, 20-50 кВт) и среднего уровня (0,2, 0,5 и 1 МВт) с КПД до 55-60%;
- гибридные установки, объединяющие высокотемпературные топливные элементы и микротурбины, с суммарным КПД до 65-68%.

Атомная электрогенерация

По состоянию на начало 2017 г. в России действовало 10 АЭС, на которых эксплуатировалось 35 энергоблоков установленной электрической мощностью 27,1 ГВт, в том числе:

- 18 энергоблоков с водо-водяными реакторами, из которых 11 энергоблоков с реакторами типа ВВЭР-1000 II поколения и 6 энергоблоков с реакторами ВВЭР-440 различных модификаций (4 блока с реакторами I поколения ВВЭР-440/230 и 2 блока с реакторами II поколения ВВЭР-440/213);

– 15 энергоблоков с канальными реакторами, из которых 11 энергоблоков с реакторами большой мощности типа РБМК-1000 и 4 энергоблока с водографитовых реакторами малой мощности кипящего типа ЭГП-6;
– 2 энергоблока с реакторами на быстрых нейтронах с натриевым теплоносителем, из которых 1 реактор типа БН-600 и 1 реактор типа БН-800.

Российская атомная отрасль является одной из передовых в мире по уровню научно-технических разработок в области проектирования реакторов, ядерного топлива, опыту эксплуатации атомных станций, квалификации персонала АЭС. Создан единый энергопромышленный комплекс. Практически все используемое на АЭС основное оборудование является отечественного производства, технический уровень которого не уступает мировому. Управляет деятельностью всех российских АЭС общего пользования АО «Концерн Росэнергоатом».

Стратегическими целями развития атомной энергетики и ядерного топливного цикла страны являются:

а) сбережение невозобновляемых ресурсов ископаемых органических топлив (путем замещения их практически неисчерпаемыми ресурсами делящихся материалов и компонентов для термоядерного синтеза);

б) уменьшение негативного антропогенного воздействия на климат (путем радикального решение проблемы выбросов парниковых газов);

в) увеличение объемов экспорта высокотехнологичных и наукоемких продуктов (ядерных реакторов, тепловыделяющих элементов, радиоизотопов медицинского и энергетического назначения и др.).

Для достижения данных целей требуется решить большое количество научно-технических задач:

1) гарантированное обеспечение требуемых уровней безопасности АЭС и предприятий ядерного топливного цикла, включая безопасное обращение с отработанным ядерным топливом (ОЯТ) и радиоактивными отходами (РАО);

2) повышение экономической конкурентоспособности АЭС, прежде всего за счет кардинального снижения затрат на сооружение АЭС и сроков их строительства, а также продления сроков эксплуатации действующих АЭС;

3) повышение энергетической эффективности использования природных делящихся материалов, что требует разработки новых типов атомных реакторов, нового энергетического оборудования и замыкания ядерного топливного цикла;

Решить данные задачи можно только путем консолидация усилий и ресурсов, а также повышения эффективности работы всего атомного энергопромышленного комплекса страны, включающего атомные электростанции, предприятия ядерного топливного цикла, машиностроительную и приборную базы, строительный комплекс, научно-исследовательские организации, инжиниринговые центры и т.д.

Детальную программу научно-технологического развития атомной отрасли страны формирует «Росэнергоатом». В качестве главных задач развития атомной энергетики России определены:

1) глубокая модернизация основного оборудования действующих АЭС с целью (а) продления его рабочего ресурса, (б) обеспечения современных требований радиационной (экологической) безопасности и (в) повышения энергетической и экономической эффективности АЭС;

2) разработка АЭС нового поколения и совершенствование ядерного топливного цикла (ЯТЦ).

Выделены следующие направления научно-технологического развития атомной отрасли:

- создание на базе проекта АЭС-2006 усовершенствованного блока АЭС-ВВЭР-ТОИ (типовой оптимизированный информатизированный);
- разработку АЭС 4-го поколения на базе инновационных водо-водяных реакторов со сверхкритическим давлением пара и кардинально улучшенным использованием топлива (проект СУПЕР-ВВЭР);
- освоение блока БН-800 и дальнейшее развитие бридерных технологий;
- создание и освоение реакторов средней и малой мощности для регионального и автономного энергоснабжения;
- завершение разработки и внедрение технологий замыкания ядерного топливного цикла для реакторов на быстрых и тепловых нейронах.

Модернизация АЭС. Модернизация действующих энергоблоков АЭС стала одним из основных направлений развития отечественной атомной энергетики. Она позволяет сохранить достигнутые масштабы развития атомной электрогенерации в стране при одновременном повышении уровня безопасности действующих АЭС и улучшении их технико-экономических характеристик.

Основными задачами модернизации определены:

- обеспечение безопасной и устойчивой работы действующих АЭС в соответствии с критериями и требованиями действующих норм и правил в области использования атомной энергии;
- продление эксплуатационного ресурса энергоблоков, достигших назначенного срока службы;
- увеличение производства электрической и тепловой энергии на действующих энергоблоках АЭС;
- повышение надежности и экономической эффективности действующих АЭС для обеспечения их конкурентоспособности на рынках электроэнергии и мощности;
- повышение безопасности и надежности эксплуатации систем и оборудования обращения с отработанным ядерным топливом (ОЯТ) и радиоактивными отходами (РАО).

Для решения этих задач предусматривается:

- внедрение систем диагностики и мониторинга эксплуатационного состояния тепломеханического и электротехнического оборудования, в том числе в реальном времени;
- оптимизация технологических процессов с целью повышения энергетической эффективности АЭС.

Продление сроков эксплуатации энергоблоков действующих АЭС после исчерпания назначенного срока службы считается одной из актуальных задач на современном этапе развития атомной энергетики России и наиболее эффективным направлением вложения финансовых средств на сохранение генерирующих мощностей и повышение безопасности АЭС. Экономически обоснованная продолжительность дополнительного срока эксплуатации энергоблоков АЭС составляет от 15 до 30 лет и определяется в каждом конкретном случае как техническими, так и экономическими факторами.

Инновационные разработки. Возрастающие требования к безопасности АЭС и конкурентная борьба на энергетическом рынке побуждают «Росэнергоатом» разрабатывать проекты новых энергоблоков АЭС, отличающихся от ранее построенных более высокими показателями безопасности, надежности и экономической эффективности, а также большей мощностью.

Основными задачами разработки нового оборудования для атомной энергетики страны определены:

1) повышение конкурентоспособности атомной электрогенерации за счет сооружения энергоблоков типа ВВЭР по новым проектам с улучшенными технико-экономическими показателями (энергоблоки поколения «3+»);

2) замыкание ядерного топливного цикла с целью экономии природного ядерного топлива и повышения безопасности обращения с ОЯТ и РАО.

Решение этих задач требует выполнения большого объема НИОКР. Вторую задачу предлагается решать путем сооружения энергоблоков с БН-1200 и ВВЭР-ТОИ со смешанным уран-плутониевым топливом.

Энергоблоки поколения «3+». В настоящее время Концерном «Росэнергоатом» разрабатываются инновационные энергоблоки поколения «3+», которые имеют улучшенные технико-экономические показатели, обеспечивают высочайший уровень безопасность при эксплуатации и полностью соответствуют современным («постфукусимским») требованиям МАГАТЭ. Такие энергоблоки оснащены «пассивными системами безопасности», которые обеспечивают надежное функционирование основного оборудования даже в случае полной потери электроснабжения и потери операторами контроля над блоком (управление блоком без вмешательства оператора).

На сегодняшний день ВВЭР-1200 поколения «3+» является самым мощным отечественным реактором. Он обладает тремя ключевыми преимуществами: высокой производительностью, долговечностью и безопасностью. Энергоблоки ВВЭР-1200 поколения «3+» оборудуются уникальной совокупностью систем безопасности, не имеющей аналогов в мире, включающей системы пассивного отвода тепла от реактора, рекомбинации водорода и улавливания расплава активной зоны. В основе функционирования «пассивной» системы безопасности (или «системы естественной безопасности») лежит действие природных (естественных) факторов: силы тяжести, тепловой конвекции и т.п. Они не требуют активного вмешательства персонала в случае каких-либо сбоев в работе энергетической установки. Считается, что реакторы с такими системами безопасности невозможно вывести в режим неуправляемой цепной реакции деления.

Уникальное сочетание активных и пассивных систем безопасности делают станцию максимально устойчивой к внешним и внутренним воздействиям. Реализованный в проекте полный комплекс технических решений позволяет обеспечить исключительно высокий уровень безопасность АЭС и исключить выход радиоактивных продуктов в

окружающую среду. Энергоблок оснащен двумя защитными оболочками с вентилируемым пространством между ними. Внутренняя защитная оболочка обеспечивает герметичность объема, где расположена реакторная установка. Внешняя оболочка способна противостоять как природным воздействиям на АЭС (смерчи, ураганы, землетрясения, наводнения и т.д.), так и техногенным воздействиям (взрывы, падение самолета и т.д.).

Пассивные системы безопасности станции способны функционировать даже в случае полной потери электроснабжения, могут выполнять все функции обеспечения безопасности без участия активных систем и вмешательства оператора. В экстренных случаях система пассивного отвода тепла включается без постороннего вмешательства и работает под влиянием исключительно природных факторов. Благодаря гидроемкостям первой и второй ступени в случае возникновения чрезвычайной ситуации, когда давление в первом контуре падает ниже определенного уровня, происходит подача жидкости в реактор и охлаждение активной зоны. Ядерная реакция гасится большим количеством борсодержащей воды, поглощающей нейтроны.

В нижней части защитной оболочки станции с реактором ВВЭР-1200 установлено устройство локализации расплава («ловушка» расплава), предназначенное для локализации и охлаждения расплава активной зоны реактора в случае гипотетической аварии, которая может привести к повреждению активной зоны реактора. «Ловушка» позволяет сохранить целостность защитной оболочки, и тем самым исключить выход радиоактивных продуктов в окружающую среду даже при гипотетических тяжелых авариях.

Реализация проекта ВВЭР-1200 по заявлениям Концерна «Роэнергоатом» позволяет достичь следующих эффектов:

- увеличить на 20% мощность реакторной установки ВВЭР-1200 по сравнению с предыдущим поколением (ВВЭР-1000);
- увеличить проектный срок службы основного оборудования в 2 раза по сравнению с энергоблоками предыдущего поколения (до 60 лет);
- уменьшить на 30-40% количество персонала (в пересчете на 1 МВт мощности) по сравнению с энергоблоками предыдущего поколения с реакторами ВВЭР-1000 за счет широкой автоматизации и централизации функций и процессов;
- сократить капитальные затраты в АЭС за счет применения ряда новых проектных решений, в частности использования одной

башенной испарительной градирни на энергоблок вместо двух, как практиковалось ранее. Такое решение также позволяет существенно снизить расход электроэнергии на собственные нужды станции и уменьшить территорию площадки АЭС.

В настоящее время активно разрабатывается и продвигается проект ВВЭР-ТОИ. Это типовой проект двухблочной, оптимизированной по технико-экономическим показателям АЭС поколения «3+» с реакторными установками типа ВВЭР (ВВЭР-1200). Проект разработан в современной информационно-технологической среде проектирования. Он обладает большой гибкостью, т.е. позволяет расширить базовый функционал исходного проекта, включая повышение маневренности блока, использование МОКС-топлива, повышение сейсмостойкости основных конструкций зданий и сооружений АЭС, повышение устойчивости здания реактора к падению крупных объектов (например, самолет весом 400 т) и др.

Проект ВВЭР-ТОИ направлен на обеспечение конкурентоспособности российской технологии ВВЭР на международном рынке и ориентирован на последующее серийное сооружение АЭС с ВВЭР-ТОИ как в России, так и за рубежом. АЭС с такими реакторами более экономичны, надежны и безопасны, просты в эксплуатации (доступны для обслуживания и текущего ремонта).

Развитие бридерных технологий. В российской атомной отрасли к настоящему времени накоплен уникальный практический опыт создания и длительной успешной эксплуатации реакторов на быстрых нейтронах. С ними связываются перспективы перехода атомной энергетики на замкнутый ЯТЦ, обеспечивающий наиболее эффективное использование ресурсов природного урана и решение экологических проблем обращения с ОЯТ и РАО.

Основной целью работ по созданию реакторов на быстрых нейтронах является достижение полной независимости отечественной атомной энергетики от сырьевой топливной базы. Разработки ведутся в рамках программы Концерна «Росэнергоатом» «Новая технологическая платформа: замкнутый ядерный топливный цикл и реакторы на быстрых нейтронах». Успешное выполнение данной программы позволит создать новую технологическую платформу в атомной энергетике страны на основе замкнутого ЯТЦ. Стратегическая роль быстрых реакторов для развития атомной энергетики страны отражена в Федеральной целевой программе «Ядерные энерготехнологии нового поколения на период 2010-2015 годов и на перспективу до 2020 года». Основной ожи-

даемый эффект реализации этих программ заключается в повышении эффективности использования природного урана и рециклинге ОЯТ. Ожидаемый рост эффективности использования природного урана к 2030 г. за счет этого составит не менее чем в 30 раз по сравнению с 2009 г. с прекращением всех накоплений ОЯТ на складах.

Завершение на Белоярской АЭС строительства и ввод эксплуатацию энергоблока № 4 мощностью 880 МВт с реактором на быстрых нейтронах БН-800 имело целью отработку проблемных вопросов замыкания ЯТЦ, включая создание промышленных технологий (а) производства смешанного уран-плутониевого топлива (МОКС-топлива) ко времени пуска энергоблока и (б) переработки облученного топлива и изготовление из него новых тепловыделяющих элементов (технологий рециклинга). Решение этих проблем позволяет в существенной мере замкнуть ЯТЦ, увеличив эффективность топливоиспользования в десятки раз и во столько же уменьшив количество радиоактивных отходов. Кроме того, решение данных проблем позволит утилизировать отработанное топливо реакторов на тепловых нейтронах в темпе, определяемом скоростью ввода в эксплуатацию реакторов на быстрых нейтронах.

В настоящее время продолжаются научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы над проектом реактора большой мощности на быстрых нейтронах – БН-1200. Энергоблок с таким реактором предполагается строить серийно. Его технико-экономические показатели должны быть близки к показателям энергоблока с реактором типа ВВЭР аналогичной мощности.

Реакторы средней и малой мощности. В стране развернуты обширные работы по созданию оборудования АЭС средней и малой мощности, в том числе ВБЭР-300, КЛТ-40 для плавучих АЭС, на быстрых нейтронах со свинцовым теплоносителем (БРЕСТ) и со свинцово-висмутовым теплоносителем (СВБЭР-100) и др. По современным представлениям внутренний рынок для реакторов такого типа на обозримую перспективу будет оставаться относительно небольшим. Поэтому, вкладывая средства в разработку таких реакторов, необходимо своевременно позаботиться о формировании внешних рынков.

Прочие разработки. Важным стратегическим направлением развития атомной энергетики остается создание технологии управляемого термоядерного синтеза (УТС). Целесообразным здесь является участие страны в международном проекте ИТЭР. Считается, что освоение УТС откроет перед человечеством новый, поистине неисчерпаемый источ-

ник энергии. Это поддерживает интерес к данным разработкам, ведущимся уже не одно десятилетие, и на которые уже затрачены огромные ресурсы. Ожидается, что коммерчески доступными термоядерные электростанции, по самым оптимистическим оценкам, станут не ранее 2050 года.

Следует обратить внимание на расширение в мире работ в области высокотемпературных и жидкосолевых ядерных реакторов, а также создание мини- и микро-АЭС с прямым (безмашинным) преобразованием тепловой энергии в электрическую (с использованием термоэлектрических и термоэмиссионных преобразователей).

Электрогенерация на базе ВИЭ

Имеющиеся в стране электростанции, функционирующие на основе ВИЭ, представлены преимущественно гидроэлектростанциями (ГЭС), на которые приходится 96,5% установленной мощности и 98,4% выработки электроэнергии. Суммарная мощность ГЭС составляет 49,7 ГВт, выработка электроэнергии (2015 г.) – 168 млрд кВт·ч. Вклад других видов электростанций, включенных в данную категорию, существенно меньше: гидроаккумулирующие электростанции (ГАЭС) – 1,2 ГВт и 1,9 млрд кВт·ч, геотермальные электростанции (геоТЭС) – 0,08 ГВт и 0,46 млрд кВт·ч, ветряные электростанции (ВЭС) – 0,1 ГВт и 0,14 млрд кВт·ч, солнечные электростанции (СЭС) – 0,33 ГВт и 0,3 млрд кВт·ч.

Принято считать, что на современном этапе развития российской энергетики использование распределенной генерации на ВИЭ в наибольшей степени оправдано в энергетически изолированных районах, в условиях отсутствия и экономической невыгодности развития централизованной инфраструктуры и при наличии достаточной ресурсной базы ВИЭ хорошего качества.

Россия в обозримой перспективе не будет испытывать недостатка в традиционных энергоресурсах, причем относительно недорогих. Поэтому имеется большая вероятность того, что возобновляемая энергетика в стране еще долго будет оставаться «маргинальной» частью электрогенерации и являться «нишевым продуктом», то есть найдет экономически обоснованное применение в сфере автономного энергообеспечения. Тем не менее вряд ли Россия останется в стороне от мировой тенденции развития возобновляемой энергетики, и, если российское энергомашиностроение не будет к этому готово, то рыночный сегмент ВИЭ в стране окажется полностью занят иностранными про-

изводителями, работающими по своим стандартам. Определенное развитие возобновляемая энергетика может получить и в сетевом варианте, особенно в районах с хорошим потенциалом ВИЭ и при наличии внерыночной поддержки. Прогнозируются достаточно высокие темпы развития ВИЭ в стране, но это станет следствием «низкой базы».

Главной задачей в данной области в стране в настоящее время признана наработка соответствующих компетенций. Они могут потребоваться в случае вынужденного ускоренного развития ВИЭ под воздействием глобальной климатической политики и взятых Россией в ее рамках обязательств. Кроме того, разработка передовых технологий ВИЭ и организация производства в стране соответствующего оборудования, конкурентоспособного на мировом рынке, поможет расширить номенклатуру и увеличить объемы высокотехнологичного экспорта. Емкость мирового рынка для такой продукции большая, хотя и конкуренция на нем высокая.

Принципиально важно также принимать во внимание очень высокие темпы технического совершенствования энергоустановок на базе ВИЭ и постоянного снижения их стоимости. Это означает, что научные исследования в данной области (фундаментальные и поисковые), должны осуществляться по широкому кругу направлений. Прежде всего к ним относятся разработки в области солнечной и ветровой энергетики, а также накопителей электроэнергии.

Критически важной технологией для успешного развития распределенной генерации на базе ВИЭ являются накопители электроэнергии. С увеличением КПД и срока их службы, сокращением удельных капитальных и эксплуатационных затрат они смогут значительно увеличить эффективность применения ВИЭ, прежде всего со стохастической энергоотдачей (солнечной и ветряной энергии).

Гидроэнергетика. В стране эксплуатируется около 140 ГЭС единичной мощностью 500 кВт и более. Из них 70% имеют мощность до 100 МВт, но их вклад в суммарную мощность ГЭС не превышает 4,5%, а в суммарную выработку ГЭС – 4,9%. В то же время на 14 крупных отечественных ГЭС (9,9% от числа имеющихся) приходится 77% мощности и 79% производимой электроэнергии ГЭС. Выработка ГЭС определяется водностью соответствующих рек. В стране действуют всего лишь две ГАЭС.

Значительная доля основного гидроэнергетического оборудования устарела и не в полной мере соответствует современным требованиям по безопасности, надежности и энергоэффективности. Существенная

часть электрооборудования (около 40%) в ближайшие годы выработает свой ресурс. На большинстве ГЭС используются устаревшие электрогидромеханические системы управления.

В отличие от других видов генерации, прошедших за предыдущие десятилетия революционные этапы в своем технологическим развитии, гидроэнергетика характеризуется скорее эволюционным совершенствованием. Основными решаемыми задачами технологического развития российской гидроэнергетики являются безопасность, надежность, эффективность, а также минимизация негативного воздействия на окружающую среду. С этой точки зрения к числу перспективных разработок следует отнести:

- машины с переменной скоростью вращения, включая гидроагрегаты ГЭС, обратимые гидроагрегаты ГАЭС и асинхронизированные электрогенераторы, позволяющие улучшить маневренные свойства, повысить КПД и снизить удельную стоимость сооружения электростанций;
- приводы для систем и механизмов противоаварийной автоматики гидростанций на основе гидродвигателей и пневмоаккумуляторов, автоматические вододействующие затворы;
- наноструктурированные покрытия для повышения задироустойчивости и антифрикционных качеств тяжелонагруженных узлов трения гидротурбин, повышения коррозионной стойкости деталей гидротурбин, гидромеханического оборудования, металлоконструкций, увеличивающих срока службы;
- многокомпонентные высокопрочные бетоны нового поколения, в том числе композиционные полимерэтиленовые бетоны с повышенной кавитационной стойкостью для применения при новом гидротехническом строительстве и ремонтах действующих гидротехнических объектов;
- дистанционные методы контроля состояния гидротехнических сооружений (лазерное сканирование, цифровая аэрофотосъемка, георадарное сканирование и др.);
- технологии и новые конструктивные решения по обеспечению экологической безопасности водных биологических ресурсов на ГЭС.

Солнечная энергетика. Повсеместная доступность солнечной энергии как первичного энергоресурса и ее «бесплатность» для потребителей открывают широкие перспективы для развития солнечной энергетики во всем мире. Однако низкая плотность потока солнечной энергии

и стохастический характер ее поступления резко ухудшают экономическую конкурентоспособность солнечных электростанций (СЭС) с альтернативными типами электрогенерации. Разработка конкурентоспособных СЭС является одним из основных вызовов для мировой науки в области энергетики.

В России имеются существенные научные достижения в данной области. Потому существуют потенциальные возможности для организации на территории страны производства основных компонентов СЭС отечественной разработки, включая производство полупроводниковых материалов и стекла нужного качества, газов высокой чистоты, инверторов, контроллеров и компонентов систем управления. Перспективными представляются разработки:

- каскадных фотоэлектрических преобразователей (ФЭП) с использованием полного спектра солнечного излучения, высоким КПД и длительным ресурсом работы;
- некремниевых ФЭП различного типа;
- сопутствующего силового электронного оборудования нового поколения, в том числе сетевых инверторов большой мощности с выходным напряжением 6-10 кВ и улучшенными эксплуатационными параметрами.

В стране разрабатываются технологии формирования активных слоев некремниевых фотоэлектрических модулей с применением физических или химических методов нанесения композиций типа CuInGaSe, производства высокоэффективных концентраторных СЭС с каскадными ФЭП с КПД около 40% и более. Они могут стать основой для производства отечественных тонкопленочных ФЭП и концентраторных СЭС на их основе, что позволит удовлетворить предполагаемый внутренний спрос на солнечные модули, в том числе крышной и фасадной установки, и выйти на более емкие внешние рынки.

Ветроэнергетика. В России имеются огромные ресурсы энергии ветра, особенно в прибрежной зоне омывающих морей – арктических и дальневосточных. Однако использование этих ресурсов осложняют суровые климатические условия, а масштабы сооружения ветряных электростанций (ВЭС) лимитированы небольшими объемами местного электропотребления и запредельно длинным и дорогими линиями передачи производимой электроэнергии в центральные районы страны.

В ближайшей перспективе рациональным представляется базирование технологического развития отечественной ветроэнергетики на основе лицензионных соглашений с ведущими мировыми производи-

телями оборудования для ВЭС. При этом следует добиваться максимальной доли локализации производства наиболее высокотехнологичных компонентов на территории страны. Особый интерес представляет освоение производства ветрогенераторов с горизонтальной осью мощностью 1-3 МВт и более. В долгосрочной перспективе это даст возможность создать отечественные ветрогенераторы единичной мощностью до 10 МВт для береговых и морских ВЭС, в том числе в арктическом исполнении, способных длительно и надежно работать в условиях Арктики. Важная роль должна отводиться разработке отечественных систем оптимального автоматического управления режимами работы ВЭС и прогнозирования ветропотенциала.

Геотермальная энергетика. Экономически конкурентоспособных ресурсов традиционных видов геотермальной энергии в стране немного. Сосредоточены они в преимущественно на Дальнем Востоке – в районах с небольшим электропотреблением. Основные разработки в данной области направлены на повышение эффективности работы геотермальных электростанций, реализацию бинарного цикла, защиты оборудования от коррозии и эрозии, а также на решение природоохранных проблем.

В долгосрочной перспективе рассматриваются возможности использования повсеместно распространенного глубинного тепла земных недр (с глубины 5-10 км и более) и создания необходимых технологий: дешевого бурения кристаллических пород, повышения их пористости, циркуляции теплоносителя и т.д. Глубинное тепло приемлемых параметров распространено на больших территориях, в чем состоит привлекательность данного вида ВИЭ. Однако очень высокая стоимость его извлечения делает соответствующие геотермальные электростанции неконкурентоспособными.

Малая гидроэнергетика, использование энергии приливов и волн. Экономически привлекательных ресурсов в данном сегменте ВИЭ в стране относительно немного. Для их использования разрабатываются:

- безнапорные свободнопоточные микро-ГЭС, низконапорные малые ГЭС, в том числе понтонные с электронной системой регулирования частоты вращения;
- поплавковые волновые электростанции разных модификаций;
- приливные электростанции различных конструкций.

Для условий России коммерческий интерес представляют, пожалуй, только малые ГЭС. Здесь требуется разработка методов и материалов, обеспечивающих повышение надежности и долговечности элементов

проточных частей гидротурбин турбин в условиях абразивного износа при эксплуатации в горной местности.

Биоэнергетика. Россия богата биоресурсами различного происхождения, пригодными для использования в энергетических целях. Развитие в стране биоэнергетики потребует разработки соответствующих отечественных технологий. Среди них следует отметить:

- технологии производства биогаза и высококачественных удобрений из сельскохозяйственных отходов;
- технологии газификации местных твердых топлив (древесной биомассы, низкокачественных углей и др.) и интеграции их с энергоустановками.

В условиях жестких страновых ограничений на выбросы парниковых газов востребованными могут оказаться биотехнологические комплексы на основе аквакультур для производства биопродукции с высокой добавленной стоимостью (в том числе моторных топлив, биопластиков и др.) на базе сбросного тепла АЭС и ТЭС (концепции «зеленая» АЭС с отрицательным углеродным фактором, «зеленая» ТЭС).

Использование низкопотенциального тепла. В мире ширится использование низкопотенциального тепла природного (грунта и атмосферного воздуха) и антропогенного (производственных процессов и сточных вод) происхождения для целей отопления зданий и горячего водоснабжения потребителей, обычно небольших. Технологически это реализуются с помощью тепловых насосов. Их применение обычно стимулируется разнообразными льготами. В странах с мягким климатом широкое распространение в домохозяйствах получили грунтовые и воздушные тепловые насосы.

Климатические условия России ухудшают конкурентоспособность тепловых насосов, что, в совокупности с отсутствием льгот, объясняет их ограниченное использование в стране. Тем не менее применение их для утилизации сбросного тепла производственных процессов и бытовых сточных вод во многих случаях оказывается экономически оправданным. Это служит обоснованием для продолжения ведущихся в стране разработок тепловых насосов.

Термоэлектрики. В мире уже много лет ведутся исследования по созданию технологий прямого преобразования тепловой энергии в электрическую. Успехи в разработке новых материалов вновь резко повысили интерес к созданию термоэлектрических генераторов нового поколения, которые, как предполагается, могут стать конкурентоспособными в нише электрогенерирующих установок малых мощностей. Однако они могли бы найти широкое применение и в «большой энергетике».

Пока более эффективными являются высокотемпературные термоэлектрики (температура среды 300 °С и выше). Широкие области применения таких устройств имеются в промышленности и высокотемпературной теплоэнергетике. Для решения задач энергосбережения чрезвычайно востребованными могли бы оказаться низкотемпературные термоэлектрики (температура среды ниже 150 °С), на разработке которых следует сконцентрировать особое внимание.

Гибридные установки. Достаточно эффективным способом вовлечение в электробаланс энергоустановок на базе ВИЭ со стохастической энергоотдачей является дублирование их мощностей высокоманевренными установками на органическом топливе с гарантированной генерацией, например, ДЭС. Это служит основой для разработки различных гибридных установок, комбинирующих ВИЭ с традиционными электрогенераторами, например, ветродизельные и солнечно-дизельные установки. По сути, в таких установках происходит вытеснение части органического топлива возобновляемой энергией.

Литература

1. Всережимная парогазовая установка. Технологические решения/ П.А. Березинец, Г.Г. Тумановский, Г.Е. Терешина и др. // Теплоэнергетика, 2016, № 12, с. 3-10.

4.2. Ко- и тригенерация в электроэнергетике

Несмотря на все экологические проблемы, основу современной энергетики составляют энергетические установки на органическом топливе.

Такая ситуация сохраняется на достаточно длительную перспективу, и не только в силу большой инертности энергетики, но и потому, что не все потенциальные возможности совершенствования теплофизических установок еще использованы, хотя еще несколько лет назад бытовало мнение, что теплоэнергетика достигла предела своего совершенства и существенный прогресс в ее развитии вряд ли возможен.

Сегодня в теплоэнергетике доминируют паротурбинные энергоблоки с КПД менее 40%. 60% остающейся энергии органического топлива выбрасываются в окружающую среду, причем менее 10% с дымовыми газами электростанций и около 50% в градирни для конденсации отработанного пара.

В последние годы значительную роль в теплоэнергетике при использовании природного газа начинают играть парогазовые установки бинарного цикла с КПД порядка 55% и в перспективе до 60%. Оставшаяся энергия топлива выбрасывается в окружающую среду, из них порядка 17% с дымовыми газами и более 20% в градирню для конденсации отработанного пара.

В отличие от паротурбинных энергетических установок, работающих по закрытому циклу на водяном паре с использованием широкого ассортимента органических топлив (газ, мазут, уголь, торф и др.) парогазовые установки работают по открытому циклу, используя в качестве рабочего тела, кроме водяного газа, и продукты сгорания органического топлива. При этом газовые турбины на продуктах сгорания топлива предъявляют очень жесткие требования к содержанию минеральных примесей в газе, так что могут работать только на природном газе.

Наиболее распространенные парогазовые установки бинарного цикла имеют два рабочих тела: замкнутый цикл на водяном паре и разомкнутый на продуктах сгорания природного газа. Другой, менее распространенный тип ПГУ, имеет в качестве рабочего тела смесь продуктов сгорания и водяного пара. Каждый из этих типов ПГУ имеет свои достоинства и недостатки.

Наибольшее развитие за рубежом получили ПГУ бинарного цикла, единичная мощность которых достигает несколько сотен мегаватт.

ПГУ второго типа, именуемые в литературе ПГУ-stig, были разработаны в конце 1950-х годов коллективом Сибирского отделения АН СССР под руководством академика С.А. Христиановича.

Широкомасштабный прогресс в создании высокоэффективных ПГУ большой мощности способствовал и значительному росту использования природного газа, так называемая «газовая пауза».

В концепциях стратегии развития энергетики России начала 2000-х годов отводилась значительная роль ПГУ бинарного цикла на импортных газовых турбинах большой мощности. Такая тенденция способствовала ухудшению собственного энергетического газотурбостроения, приводя все к большему отставанию в этой области. Введенные против России санкции окончательно привели российскую энергетику к тупиковой ситуации.

Однако призыв Президента РФ В.В. Путина к «импортозамещению» имеет под собой реальную основу и в области энергетики, как за счет использования авиационных газотурбинных двигателей, так и за счет совершенствования технологической схемы энергетической установки.

Естественное желание использовать тепло конденсации пара для целей отопления в холодное время года привело к созданию комбинированной выработки электрической и тепловой энергии (кодженерейшн), особенно развитой в России на так называемых теплоэлектроцентралях (ТЭЦ).

Эффективность использования топлива при комбинированной выработке электрической и тепловой энергии оценивается величиной КИТТ (коэффициент использования теплоты топлива), который в зимний максимум достигает 85% для паротурбинных установок (ПТУ) и 82% для парогазовых (ПГУ) [1-4]. Однако за всякую выгоду необходимо платить. Мощность паровой турбины при этом падает, например, для энергоблока 300 МВт до 250 МВт. В результате удельные капитальные затраты в теплоэлектроцентраль (ТЭЦ) увеличиваются по сравнению с суммарными удельными капитальными затратами на раздельную выработку электроэнергии на конденсационной электростанции (ГРЭС) и теплоты на отопительной котельной.

Другим недостатком ТЭЦ является годовая неравномерность выработки тепловой энергии, меняющаяся от 100% в зимний максимум и порядка 20% для нужд горячего водоснабжения при отказе потребителя от отопительной нагрузки. При этом для сохранения выработки

электроэнергии основная часть пара поступает в конденсатор, откуда избыточное тепло сбрасывается в градирню, а дополнительные капитальные затраты оказываются частично «омертвленными».

С широким проникновением электричества в быт, появилась потребность в холоде, получаемом за счет электроэнергии в кондиционерах. Причем в современных кондиционерах на единицу затрачиваемой электроэнергии может генерироваться до четырех единиц холода.

Удобством современных кондиционеров является еще и то, что они могут работать как кондиционер в летний период и как отопительное устройство (тепловой насос) при минусовой температуре окружающей среды, эффективность которого однако падает с понижением температуры. Можно считать, что работать как тепловой насос современные кондиционеры могут, только если температура окружающего воздуха выше -100 °С.

Следует отметить, что удельные капитальные затраты на получение 1 кВт электроэнергии в 10-15 раз выше, чем на получение 1 кВт тепловой электроэнергии.

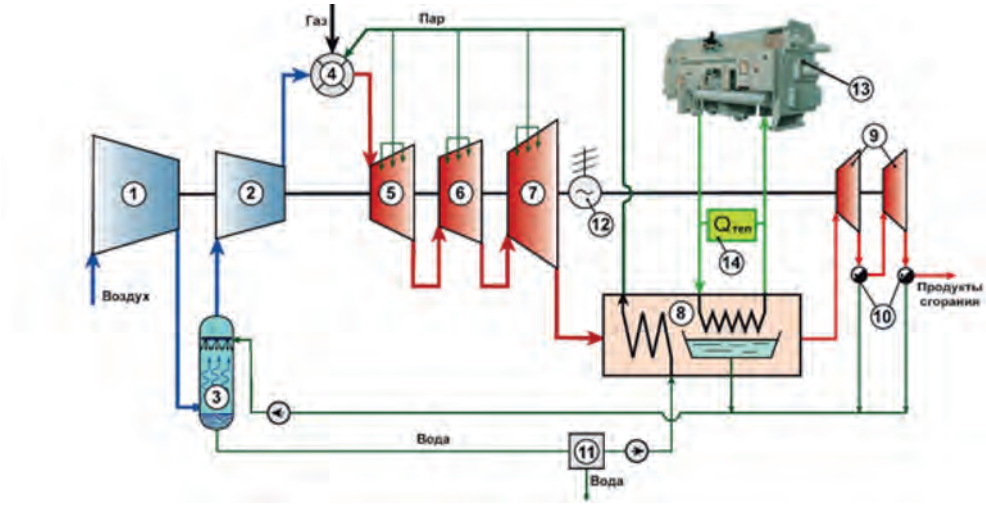
Появляется большой интерес к созданию холодильных машин, использующих тепловую энергию для получения холода. В частности, к таковым относятся абсорбционные бромисто-литиевые холодильные машины (АБХМ) [5]. Учитывая большую громоздкость и металлоемкость таких машин по сравнению с традиционными электрическими кондиционерами, их целесообразно использовать при централизованной генерации холода большой производительности. Во многих случаях при отказе от тепловой нагрузки в период положительных температур у потребителя наблюдается рост потребностей в холоде для кондиционирования помещений.

Очевидно, что с точки зрения наиболее эффективного использования оптимальной будет такая установка с тригенерацией, которая генерирует круглогодично в соответствии с потребностями потребителя электроэнергию, теплоту для горячего водоснабжения и отопления в соответствии с графиком отопительного сезона и холод в соответствии с потребностями в кондиционировании помещении, обратному графику отопительной нагрузки.

В ОИВТ РАН разработана технологическая схема такой парогазовой установки с инжекцией пара, которая оптимизирована для комбинированной выработки электроэнергии, теплоты и холода.

Принципиальная тепловая схема предлагаемой ПГУ, модифицированной для работы в системе тригенерации, приведена на рис. 4.2.1.

Атмосферный воздух сжимается в компрессоре низкого давления (1) и поступает в воздухоохладитель смешивающего типа (3), где насыщается парами воды и охлаждается за счет ее испарения. В камеру



1 – компрессор низкого давления; 2 – компрессор высокого давления; 3 – воздухоохладитель смешивающего типа; 4 – камера сгорания; 5 – приводная турбина высокого давления; 6 – приводная турбина низкого давления; 7 – силовая турбина; 8 – регенеративный подогреватель (котел-утилизатор) с подогревателем сетевой воды; 9 – паровоздушный турбодетандер; 10 – уловитель капельной влаги; 11 – система очистки конденсата и подготовки цикловой воды; 12 – электрический генератор; 13 – агрегат АБХМ; 14 – типовой потребитель тепла (система централизованного теплоснабжения).

Рис. 4.2.1. ***Принципиальная тепловая схема ПГУ для совместного производства электроэнергии, тепла и холода***

сгорания ПГУ (4) подается сжатый воздух, природный газ и водяной пар в количествах, обеспечивающих расчетную температуру рабочего тела перед турбинной группой привода компрессоров (5). Для охлаждения элементов турбинной группы используется водяной пар, что дает возможность повысить температуру рабочего тела сверх принятой для исходной ГТУ АЛ-31. При этом температура металла лопаточного аппарата поддерживается ниже проектного уровня. При замене охлаждающего агента системы охлаждения проточной части ГТУ с воздуха на пар конструкция системы охлаждения полностью сохранена. После расширения в группе приводных турбин парогазовая смесь дополнительно расширяется в рабочей турбине (7), где производит полезную

работу, и поступает в регенеративный теплообменник (8), в котором происходит генерация и перегрев впрыскиваемого пара, а также нагрев сетевой воды для нужд теплофикации ($Q_{ТЕП}$).

После теплообменника (8) парогазовая смесь расширяется до атмосферного давления в детандере (9), при этом совершается полезная работа и конденсируется дополнительное количество воды, которое улавливается в сепараторах капельной влаги (10). После сепараторов (10) обезвоженные продукты сгорания выбрасываются в атмосферу.

Вместе с основным потоком конденсата из теплообменника (8) вода из сепараторов (10) поступает в воздухоохладитель смешивающего типа (3), затем в систему очистки (11), откуда направляется на генерацию и перегрев пара в теплообменник (8). Избыточное количество воды, конденсируемое из продуктов сгорания, может быть использовано в любых целях. Тепло конденсации водяного пара, выделившееся в теплообменнике (8), передается типовому тепловому потребителю (14), а также направляется на нужды производства холода в АБХМ (13) по общим линиям стандартной теплосети.

Основные преимущества предлагаемой технологии:

1. На базе существующего отечественного авиационного двигателя АЛ-31 мощностью 20 МВт может быть создана парогазовая энергетическая установка с инжекцией пара электрической мощностью порядка 80-100 МВт как за счет увеличения степени сжатия ГТУ, так и за счет инжекции пара в газовый тракт.

2. Конденсатор пара из парогазовой смеси после силовой газовой турбины работает под избыточным давлением 0,35-0,45 МПа, что позволяет сконденсировать из парогазовой смеси весь инжектируемый пар и создать замкнутую систему водообеспечения с получением горячей сетевой воды с температурой порядка 1000 °С для нужд теплоснабжения или получения холода.

3. Осушенная парогазовая смесь расширяется в турбодетандере, охлаждаясь до температуры порядка 400 °С с конденсацией паров воды, образовавшихся в процессе сжигания водорода топлива (метана), что обеспечивает получение КПД выработки электроэнергии на тепловом потреблении по низшей теплотворной способности и КИТТ существенно превышающие 100%.

4. По сравнению с традиционными парогазовыми установками бинарного цикла при работе в режиме ТЭЦ выработка тепла на единицу вырабатываемой электроэнергии увеличивается более чем на 70%, что

позволяет расширить диапазон работы в системе «кодженерейшн» при увеличении тепловой нагрузки без использования пиковых котлов.

5. В отличие от всех типов энергетических установок уровень температур низкопотенциального тепла, отводимого из конденсатора парогазовой смеси при всех сезонных тепловых нагрузках равен 90-1000 °С, она лучше всех приспособлена обеспечивать системы АБХМ горячим теплоносителем для получения холода без дополнительных затрат при снижении теплопотребления для нужд отопления, т.е. может работать круглогодично в режимах, близких к номинальному.

6. Инжекция пара в камеру сгорания ГТУ, помимо увеличения мощности газовой турбины, позволяет снизить содержание оксидов азота в дымовых газах ПГУ до нескольких ppm (подтверждено экспериментально), т.е. делает установку экологически чистой.

7. Помимо электроэнергии, теплоты и холода производится вода из продуктов сгорания метана, что позволяет использовать ее в безводных районах.

Каким образом можно выбрать оптимальную систему? Что является критерием эффективности? *Для этого необходимо иметь некоторого типового комплексного потребителя заданного объема электроэнергии, тепла и холода, разработать несколько альтернативных технологий их производства и выполнить их сравнительный технико-экономический анализ, выбрав в конечном итоге тот, который требует минимальных капитальных и эксплуатационных затрат.*

Следует отметить, что если транспорт электроэнергии и тепла в виде горячей воды может осуществляться на достаточно большие расстояния и, следовательно, потребитель может быть как централизованным, так и распределенным, то транспорт холода экономически оправдан только на небольшие расстояния, т.е. потребитель промышленного холода должен быть достаточно крупным.

В качестве одного из таких крупных типовых потребителей электроэнергии, тепла и холода может рассматриваться проект делового центра г. Москвы на Мякининской пойме. Проект предусматривает сооружение 14-ти многоэтажных административных зданий с централизованным потреблением.

Результаты сравнительного технико-экономического анализа

Как указывалось выше, для энергообеспечения некоторого замкнутого района рассмотрены три альтернативных варианта:

- парогазовая установка бинарного цикла для выработки электроэнергии для внутреннего потребления и генерации холода с помощью традиционных электрических кондиционеров, а для нужд отопления и горячего водоснабжения сооружение отопительной котельной;
- сооружение ПГУ-ТЭЦ на базе перспективных парогазовых установок бинарного цикла для выработки электроэнергии и теплоты для нужд теплоснабжения и получения холода с помощью систем АБХМ с установкой дополнительной пиковой котельной для покрытия максимальных тепловых нагрузок;
- сооружение оригинальной, специально разработанной парогазовой установки с инжекцией пара для комбинированной выработки электроэнергии и теплоты для нужд теплоснабжения и генерации холода с помощью систем АБХМ.

Для более корректного определения капитальных и эксплуатационных затрат при выборе типа ПГУ бинарного цикла использовались существующие установки. Для удовлетворения требуемых потребностей использовалось дробное число установок. На рис. 4.2.2 приведен график годовых тепловых нагрузок для ПГУ-ТЭЦ бинарного цикла (вариант 2). В табл. 4.2.1 приведены основные данные сравниваемых альтернативных вариантов.

При определении капитальных затрат использовалась разработанная ОИВТ РАН специальная методика, успешно применяемая в работах по сотрудничеству с США [6]. Основная сущность используемой методики заключается в построчном сопоставлении типовой структуры капитальных затрат эталонных электростанций СССР и США с блоками 300 МВт и предлагаемых альтернативных технологий с одновременной статистической обработкой мировых цен на основное нестандартное оборудование. Все данные при этом выражаются в долях от удельных капитальных затрат эталонной паротурбинной электростанции.

На уровне 2016 г. удельные капитальные затраты в эталон приняты в размере 1500 долл. за 1 кВт установленной мощности[4].

[4] Изменение величины УКЗ за эталон не меняет общих выводов по УКЗ альтернативных вариантов, выраженных в долях от эталона.

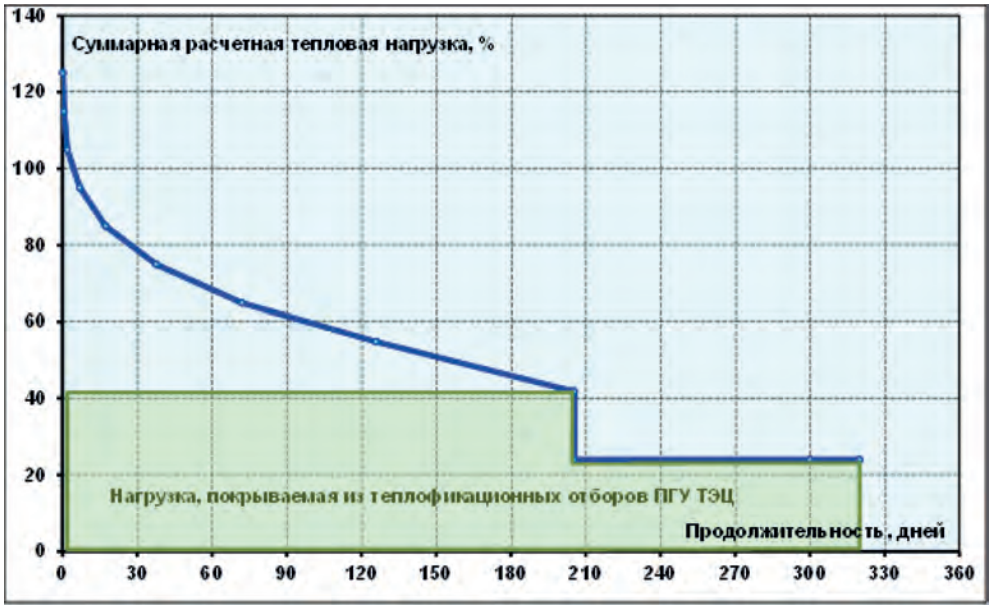


Рис. 4.2.2. ***Соотношение тепловых нагрузок, покрываемых за счет основной энергетической установки и котельной (вариант 2)***

Рис. 4.2.3. ***Соотношение тепловых нагрузок, покрываемых за счет основной энергетической установки и котельной (вариант 3)***

Таблица 4.2.1

РАССМАТРИВАЕМЫЕ ВАРИАНТЫ	ПГУ+котельная +кондиционеры	ПГУ-ТЭЦ+ котельная+ АБХМ	ПГУ ОИВТ РАН+ котельная+ АБХМ
Электрическая мощность, МВт			
– на общие нужды	220,0	220,0	220,0
– на производство холода	40,8		
– всего	260,8	220,0	220,0
Тепловая мощность, МДж/с			
– в зимний максимум на нужды теплоснабжения и ГВС	400,0	400,0	400,0
– в летний максимум, всего,	96,0	273,0	273,0
в т.ч. на нужды ГВС	96,0	96,0	96,0
в т.ч. на производство холода		177,0	177,0
РАСЧЕТ КОЛИЧЕСТВА УСТАНОВОК			
Основная энергетическая установка, МВт			
– установленная мощность	230	230	70
– полезная мощность в номинальном режиме	221,0	212,5	70,1
– полезная мощность в летний период	206,9	200,8	61,8
Условное расчетное число энергетических установок	**1,261**	**1,096**	**3,560**
Котельные установки			
Тепловая мощность основной энергетической установки, МДж/с			
– одной установки	0	160,5	87,5
– суммарная по всем энергетическим установкам	0	175,8	311,5
Мощность котельной установки, МДж/с	400,0	224,2	88,5
Условное расчетное число водогрейных котлов	**3,439**	**1,927**	**0,761**
Общие капитальные затраты в млн долл. в том числе в:	405,4	364,8	305,7
– основные энергетические установки	329,9	296,1	253,6
– котельные	49,1	27,5	10,9
– установки производства холода	26,4	41,3	41,3

На рис. 4.2.4 приведены результаты расчетов годового расхода топлива (природного газа). Расчет полных годовых затрат по всем вариантам принимался из условия работы в рыночных условиях при следующих предпосылках:

- срок окупаемости капитальных затрат для внешнего инвестора – 10 лет с начала строительства (ускоренная амортизация);
- 50% капитальных затрат осуществляется за счет акционерного капитала с дивидендами 14% годовых;
- 50% – заемные средства под банковский кредит в размере 10% годовых;
- погашение акционерного капитала начинается после возврата кредита;
- стоимость топлива варьируется в пределах 120 долл./1000 м^3, 200 долл./1000 м^3 и 300 долл./1000 м^3;
- условия работы установок после возврата начального капитала на данном этапе не рассматриваются.

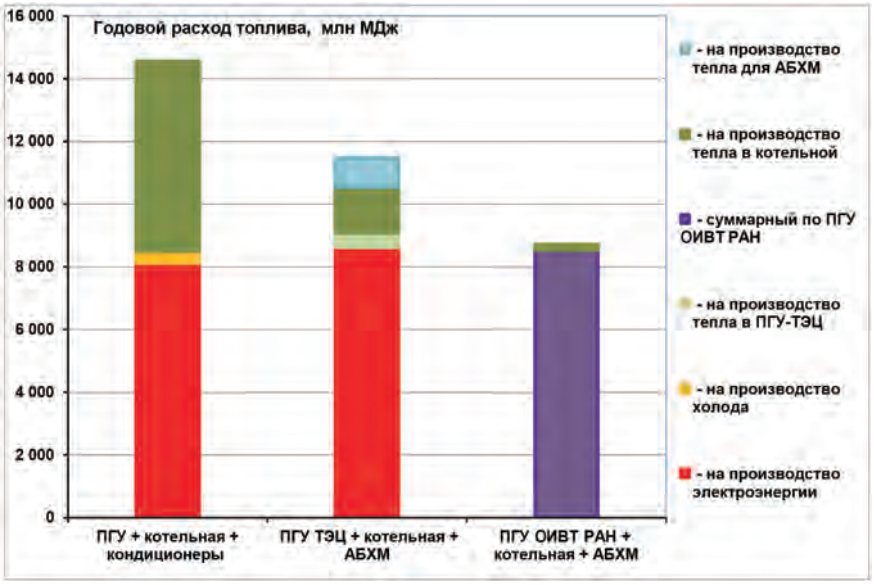


Рис. 4.2.4. ***Суммарный годовой расход топлива по вариантам и его распределение по видам производимой энергии***

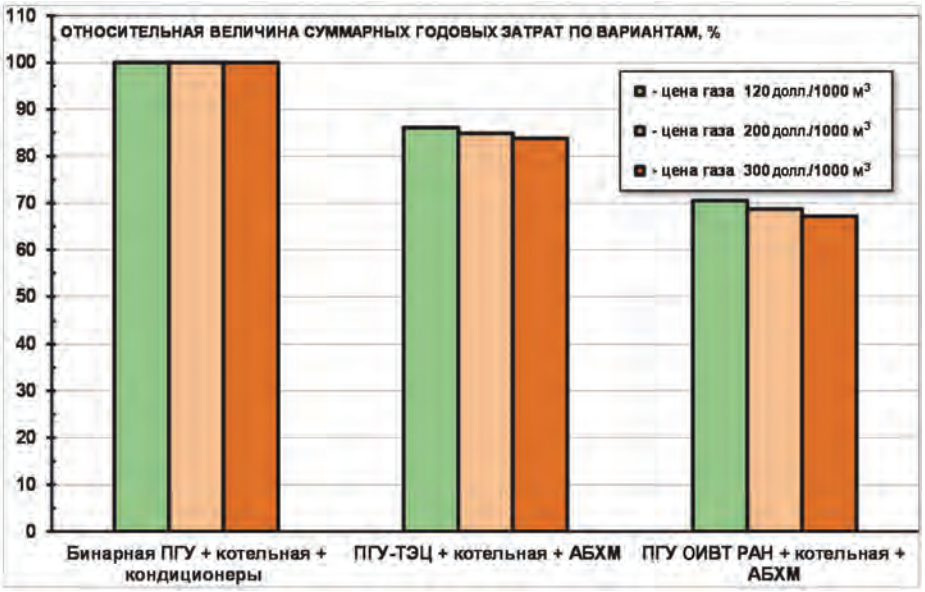


Рис. 4.2.5. ***Относительные суммарные годовые затраты***

На рис. 4.2.5 приведены сравнительные данные по суммарным годовым затратам по сравниваемым вариантам.

Выводы

1. На базе существующего отечественного газотурбинного оборудования могут быть созданы энергетические установки для комбинированной выработки электроэнергии, теплоты и холода, существенно превосходящие по своим показателям лучшие мировые технологии.

2. Годовая экономия энергетических ресурсов может составить до 24% по сравнению с ПГУ-ТЭЦ на базе зарубежных ГТУ и до 38% по сравнению с вариантом раздельного производства электроэнергии на базе перспективных ПГУ бинарного цикла, теплоты на базе водогрейных котлов с КПД = 92% и холода с помощью современных электрических кондиционеров.

3. Суммарные годовые затраты для варианта комбинированной выработки электроэнергии, теплоты и холода на базе ПГУ ОИВТ РАН на 30% ниже, чем при раздельном их производстве и более чем на 20% ниже, чем при их комбинированной выработке на базе перспективных ПГУ-ТЭЦ на базе ПГУ бинарного цикла большой мощности с использованием зарубежных ГТУ.

4. Предлагаемая для реализации ПГУ ОИВТ РАН является экологически чистой, т.к. содержание токсичных оксидов азота в дымовых газах снижается в несколько раз по сравнению с современными ПГУ, а выбросы диоксида углерода на 1кВт·ч выработанной электроэнергии снижаются более чем на 20-30%.

Литература

1. О целевом видении стратегии развития электроэнергетики России на период до 2030 г., Изд. ОИВТ РАН, под ред. акад. А.Е. Шейндлина, М. 2007 г.

2. Батенин В.М., Зейгарник Ю.А., Масленников В.М., Шехтер Ю.Л, Применение ПГУ на ТЭЦ, Теплоэнергетика, 2008, № 12, с. 39-43.

3. Зейгарник Ю.А., Масленников В.М., Нечаев В.В., Шевченко И.С. Целевое видение стратегии развития электроэнергетики России на период до 2030 г., Электро, Москва 2007, № 5, стр. 2-11.

4. Масленников В.М., Штеренберг В.Я. Высокоэкономичная парогазовая установка для совместного производства электроэнергии и тепла, Теплофизика высоких температур, 2011, № 5, т. 49, с. 777-781.

5. Бараненко А.В., Попов А.В., Тимофеевский О.В., Волкова О.В. Абсорбционные бромистолитиевые преобразователи теплоты нового поколения, Холодильная техника, 2001, № 4, с. 18-20.

6. Масленников В.М., Выскубенко Ю.А., Штеренберг В.Я. (СССР), Смитсон Г.Р., Робсон Ф.Л, Лемон Ф.В., Лохан В.Т. (США) Парогазовые установки с внутрицикловой газификацией топлива и экологические проблемы энергетики, Изд-во «Наука», Москва, 1983 г.

4.3. Централизованная и распределенная генерация – не альтернатива, а интеграция

Во многих странах мира в настоящее время, наряду с развитием централизованного энергоснабжения, все более активно поддерживается тенденция широкомасштабного перехода к распределенной генерации энергии (РГЭ). Нередко эти два вида энергоснабжения противопоставляются друг относительно друга с преимущественным предпочтением распределенной генерации энергии как обладающей наибольшей конкурентоспособностью. Вместе с тем каждый из них имеет свою предпочтительную сферу применения, где в наибольшей степени проявляются его преимущества.

Существуют разные подходы к определению понятия распределенной генерации энергии. В ряде случаев термин «распределенная генерация энергии» (distributed generation) используется как синоним понятия генерации в децентрализованной энергосистеме для покрытия потребностей в энергии изолированных (неподключенным к магистральным энергосетям) потребителей [1]. Иногда под ним понимают использование энергоисточников малой мощности (например, до 25 МВт и/или 20 Гкал/ч) [2].

В некоторых работах к распределенной генерации принято относить большую часть систем когенерации (совместного производства электроэнергии и тепла) и систем с использованием возобновляемых источников энергии (ВИЭ) [3]. Вместе с тем такой подход представляется некорректным, особенно в отношении России. Крупные ТЭЦ, снабжающие энергией целые города, нецелесообразно причислять к системам распределенной генерации. К ним следует относить только ТЭЦ малой и средней мощности и энергоисточники с использованием ВИЭ вблизи мест потребления.

Распределенная генерация энергии понимается как производство энергии на уровне распределительной сети или на стороне потребителя, включенного в сеть [4-6]. Понятие РГЭ распространяется как на электроэнергетические системы, так и на системы теплоснабжения.

В общем случае распределенная генерация есть выработка электроэнергии/тепла по месту ее потребления. Отсутствие сети исключает потери (и затраты) на передачу электроэнергии/тепла. При этом подразумевается наличие множества потребителей, которые производят тепловую и электрическую энергию для собственных нужд, направляя их излишки в общую сеть. В рамках данной концепции в качестве рас-

пределенных генераторов энергии могут выступать когенерационные установки (КГУ) малой и средней мощности, которые позволяют снизить затраты на производство энергии на 40%, добиться высокой эффективности использования топлива (до 90% от потенциальной энергии) и оптимального использования установленной мощности.

Состав технологий распределенной генерации энергии

Множество технологий распределенной генерации энергии охватывает установки мощностью до 25 МВт(э), включая нетрадиционные и возобновляемые источники энергии (НВИЭ). Наиболее известными и изученными среди них являются следующие технологии (рис. 4.3.1):

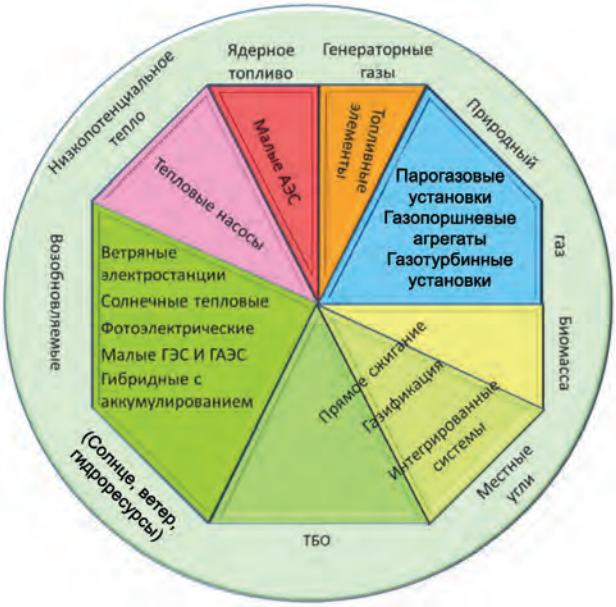


Рис. 4.3.1. ***Ресурсы и состав технологий распределенной генерации энергии***

- Прямое сжигание твердого топлива (включая биомассу, уголь, твердые бытовые отходы (ТБО) для получения электрической и тепловой энергии, в том числе в теплофикационных паротурбинных установках (ПТУ). Наиболее эффективными здесь могут быть энергоустановки со сжиганием твердого топлива в циркулирующем кипящем слое и установки его газификации с получением синтез-газа и водорода, они, в свою очередь, в каче-

стве топлива могут использоваться в газопоршневых двигателях (ГПД), газотурбинных (ГТУ) и парогазовых (ПГУ) установках, а также в топливных элементах (ТЭ) для получения электрической и тепловой энергии.

- Технологии на природном газе, представленные множеством энергоустановок, в том числе ГПД, ГТУ, ПГУ, ТЭ. Наибольшее применение они получили для производства электрической и тепловой энергии.
- Ветроустановки (ВЭУ) и малые гидроэлектростанции (МГЭС), получившие наиболее широкое применение в малых распределенных системах электроснабжения потребителей.
- Солнечная энергия, преобразуемая в электрическую в фотоэлектрических установках (ФЭУ) и солнечных электростанциях (СЭС), а в тепловую – на станциях солнечного теплоснабжения (ССТ).
- Низкопотенциальное тепло, которое с помощью теплонасосных установок (ТНУ) может использоваться как для теплоснабжения, так и для холодоснабжения.
- Атомные станции малой мощности (АСММ) могут быть полезны для отдаленных территорий как автономные источники электрической и тепловой энергии.

Кроме перечисленных технологий и установок перспективными представляются микротурбины, газопоршневые агрегаты, двигатели стирлинга, роторно-лопастные двигатели, накопители энергии (химические, инерционные, гравитационные и др.), чиллеры (аппараты для охлаждения воздуха) и т.п.

Значительные успехи в последние годы достигнуты в создании систем управления РГЭ – это системы коррекции на стороне генерации и регулирования у потребителей, средства автоматизации управления. Они позволяют синхронизировать работу систем РГЭ с режимами работы потребителей, между собой и с централизованной системой.

Новые условия и тенденции развития электроэнергетики на базе РГЭ

Мировые тенденции развития энергетики демонстрируют приоритетную реализацию новых возможностей на основе внедрения технологий интеллектуальных электроэнергетических систем (Smart Grid),

когенерации, производства энергии на основе использования ВИЭ. В ряде развитых стран прослеживается тенденция ухода от централизованного уклада энергетики в направлении развития распределенной энергетики. Например, в США в настоящее время эксплуатируется около 12 млн установок малой распределенной генерации (единичной мощностью до 60 МВТ) общей установленной мощностью свыше 220 ГВт, а темпы прироста составляют порядка 5 ГВт в год. Более 170 ГВт этой мощности используются как источники резервной мощности для энергоснабжения потребителей в аварийных ситуациях. Основной тренд связан с переходом к использованию этих установок в качестве регулярного источника, а не только для резервной мощности, что в итоге приводит к дополнению крупной централизованной генерации в энергосистеме и к ее замещению при сохранении связи с между ними.

В странах ЕС распределенная генерация составляет в среднем около 10% от общего объема производства электроэнергии. Данные показатели существенно варьируются в разных странах. Например, в Дании доля распределенной генерации в производстве электрической энергии превышает 45%. Разницу между странами можно объяснить наличием или отсутствием соответствующей нормативной базы и политических решений. Например, энергетика Франции в значительной степени построена на использовании атомной энергии. В Дании же ядерная энергетика никогда не рассматривалась как вариант развития энергетического сектора в долгосрочной перспективе ввиду наличия определенных рисков и возможного воздействия на окружающую среду. Вместо этого, начиная с 1970 г., Правительство Дании реализует масштабную программу по содействию развития когенерации, энергоэффективности и возобновляемых источников энергии (последнее осуществляется после исчерпания потенциала развития когенерации). Реализация этой программы была основана на принципах широкого вовлечения малого предпринимательства, муниципалитетов и кооперативов, работающих в тесном сотрудничестве.

Вводы электрической мощности в мире, согласно данным агентства Bloomberg New Energy Finance (BNEF), в 2013 г. по традиционным энергоблокам на ископаемом топливе составили 141 ГВт, а распределенной генерации энергии только на базе ВИЭ они достигли 143 ГВт. На 2015 г. планировался ввод 110 ГВт мощности традиционных электростанций и 164 ГВт мощности распределенной генерации энергии на базе ВИЭ. На перспективу их ввод к 2020 г. должен составить 91 и 208 ГВт, к 2030 г. 64 и 279 ГВт – соответственно традиционной и распределенной генерации энергии. Как из этого следует, приори-

тет ввода РГЭ в мире растет и его разрыв относительно традиционных энергоисточников будет только увеличиваться. Вместе с тем стохастический характер ВИЭ и целесообразность оптимального использования установленной мощности будут способствовать их объединению централизованной сетью с целю совместной работы.

В России, в отличие от зарубежных стран, преобладающее значение в обозримой перспективе будут иметь централизованные системы, также как и потенциал роста большой энергетики. Наряду с этим территориальные особенности нашей страны предоставляют огромные возможности для использования распределенной генерации энергии. Распределенная генерация энергии открывает совершенно новые перспективы повышения энергетической эффективности и формирования оптимальных энергетических балансов. В настоящее время в России функционирует более 50 тысяч установок малой распределенной генерации, при этом их число продолжает увеличиваться. В отдаленных и изолированных регионах вся энергетика ориентируется на распределенную генерацию энергии.

Факторы, влияющие на масштабы использования малой распределенной генерации

Возможные масштабы внедрения малой распределенной генерации энергии определяются их конкурентоспособностью относительно централизованных систем и в рассматриваемой перспективе зависят от множества факторов:

- уровня тарифов на присоединение к электрическим и тепловым сетям;
- принципов формирования тарифов на электроэнергию и тепло, а точнее – от соотношения тарифов на электроэнергию и тепло и стоимости топлива (энергии ВИЭ);
- практической реализации мер по недискриминационному доступу к электрической сети (в первую очередь для выдачи избыточной электроэнергии) и к поставкам природного газа;
- доступности финансовых ресурсов (кредитов);
- развитости рынка лизинга энергетического оборудования (с включением его обслуживания);
- темпов развития экономики страны в целом и конкретных регионов;
- протекционистской политики государства.

В зависимости от условий и складывающихся факторов возможны различные сферы (которые определяют масштабы использования) применения малой распределенной генерации энергии, среди них:

1. Применение РГЭ только для новых потребителей.

2. Использование технологий РГЭ для преобразования в ТЭЦ мелких газовых котельных (возможно, дополнительно к п. 1).

3. Использование технологий РГЭ для преобразования в ТЭЦ крупных котельных (дополнительно к п. 1 и 2), в первую очередь работающих на природном газе.

4. Переход потребителей от централизованного электро- и теплоснабжения на применение технологий малой РГЭ.

5. Применение РГЭ для покрытия полупиковой и пиковой частей графика нагрузок и в качестве резервной мощности при совместной работе с централизованной генерацией.

На масштаб применения РГЭ, несмотря на благоприятно складывающиеся условия, могут повлиять ограничения по:

- поставкам природного газа;
- плотности электрических и тепловых нагрузок;
- устойчивости функционирования электроэнергетической системы.

В связи с широким распространением централизованных систем, интеграция РГЭ с этими системами обеспечивает распределенным источникам большую сферу применения. В решении множества рассмотренных проблем необходимы четко прописанное законодательство и формирование требуемой инвестиционной среды.

Новые вызовы развития РГЭ

Реализация прогнозных параметров по развитию РГЭ во многом будет определяться внешней конъюнктурой и факторами, которые будут складываться в стране и в мире. К их числу могут быть отнесены следующие внешние факторы:

- Благоприятная для малой газовой энергетики и неблагоприятная для ВИЭ долгосрочная конъюнктура на рынке природного газа, которая связана со сжатием внешних рынков газа, в связи с тем что Евросоюз официально объявил о полном отказе от по-

ставок российского газа в Европу к 2050 году. В результате Россия вынуждена будет искать крупных потребителей газа внутри страны, следовательно, проблематичным становится расширение сферы использования ВИЭ.

- Существенная неопределенность условий развития и, в некоторой степени, функционирования ТЭК и систем энергетики, обусловленные неформальными правилами игры, в результате действия которых действительно эффективные решения исключаются из созидательного процесса.
- Наличие многих субъектов отношений, имеющих разные, во многом несовпадающие, а часто и противоречивые интересы.
- Существенное усиление взаимовлияния систем энергетики и их влияния на другие отрасли экономики и системы жизнеобеспечения.

Следует отметить, что малые газовые установки наиболее подготовлены к внедрению и обладают определенными конкурентными преимуществами, поэтому широкое их применение может оказаться более реалистичным, чем использование ВИЭ.

Системное сопоставление технологий распределенной генерации и их проникновение на рынок

Системное сопоставление технологий распределенной генерации по уровню их конкурентоспособности и степени проникновения на рынок опирается на следующие основополагающие принципы:

1. Оценка стоимости производства энергии различными типами технологий осуществляется на основе стоимости установленной мощности, постоянной и переменной составляющих эксплуатационных затрат.

2. Исследуемый состав технологических структур формируется из набора наиболее эффективных технологий.

3. Сравниваемые технологические структуры приводятся к равному энергетическому эффекту.

4. Наиболее экономичный состав технологической структуры, или отдельной технологии, определяется с учетом оптимизации режимов ее работы.

5. Целевая функция представляется себестоимостью энергии (для изолированных систем) или уровнем прибыли (для распределенных систем).

6. Система ограничений включает обеспечение заданного графика потребления энергии, резервирование, технические характеристики оборудования (надежность, график и стоимость ремонтов и др.).

7. Климатические характеристики, стоимость энергоносителей и график потребления энергии задаются в зависимости от региона России.

В соответствии с этими принципиальными положениями разработан методический аппарат и вычислительный инструментарий, которые обеспечили проведение системных исследований технологий и технологических структур РГЭ [7].

По показателям уровней развития техники и рынка технологий РГЭ классифицируются на три группы [8]: развивающиеся, зрелые и коммерческие (рис. 4.3.2). К первой группе относятся технологии, находящиеся в стадии научных исследований и опытно-конструкторских работ. К ним следует отнести, в частности, солнечные фотоэлектрические установки на базе наногетероструктурных фотоэлектрических преобразователей, газификацию биомассы, пиролиз твердого топлива и топливные элементы. Без государственной финансовой поддержки в части научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ развитие технологий первой группы не представляется возможным.

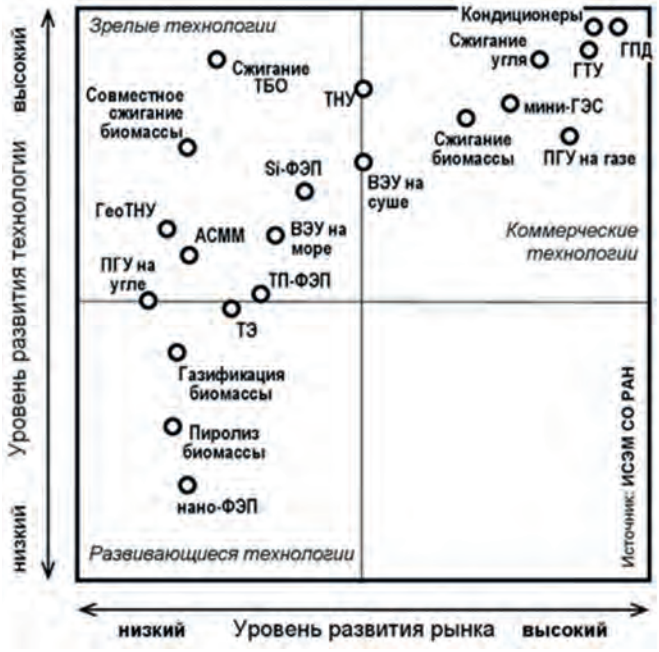


Рис. 4.3.2. ***Сопоставление технологий РГЭ по степени проникновения на рынок***

Технологии второй группы перешли из стадии НИОКР на уровень опытно-промышленной эксплуатации. Развитие технологий этой группы, включающей морские ВЭУ, прочие ФЭУ и геотермальные установки, атомные станции малой мощности, ПГУ на угле, возможно только при поддержке производства и внедрения.

Технологии третьей группы, включая ВЭУ на суше, мини-ГЭС, теплонасосные установки и прямое сжигание биомассы, вышли на коммерческий уровень и могут развиваться без государственной поддержки, по крайней мере в отдельных сегментах рынка или на отдельных территориях. Широко представлены на рынке такие технологии этой группы, как сжигание угля, ГПД, ГТУ, ПГУ на природном газе и другие.

Инвестиционная привлекательность технологии определяется соотношением ее современной удельной стоимости установленной мощности и показателем снижения этой величины во времени. Наилучшими инвестиционными характеристиками сегодня обладают технологии и технологические структуры на природном газе, которые объективно задают статистическую моду инвестиционной привлекательности. Данная закономерность приводит к тому, что проекты по сооружению, например малых ГЭС, станут интересными (равно рисковыми по сравнению с газовыми установками) для частных инвестиций при условии государственного софинансирования – 50:50, а ВЭУ на суше – на условиях 70:30.

Технологии РГЭ в своем подавляющем большинстве оказываются дороже, чем применение централизованных систем энергоснабжения. Это обусловлено фактором масштаба, а также более высокой удельной стоимостью преобразования энергии из местных источников по сравнению с использованием сортового ископаемого топлива. Следствием данного факта оказывается необходимость мер государственного стимулирования сектора малой распределенной генерации энергии.

Достаточно устойчиво развивается сегмент малой генерации, основанный на использовании природного газа – энергоустановки на базе ГПД и ГТУ. Теплонасосные установки также хорошо освоены для широкого практического применения и активно внедряются. Остальные технологии пока не могут конкурировать с газовыми технологиями и централизованным энергоснабжением по цене либо имеют узкую ресурсную нишу.

Стоимость электроэнергии, вырабатываемой РГЭ

Анализ оценок по соотношению стоимости электроэнергии, вырабатываемой на базе ВИЭ в России и развитых странах показывает, что

во многом она определяется степенью проникновения на рынок технологий РГЭ, их масштабами и уровнем государственной поддержки. Эти факторы характерны для большинства развитых стран. Однако их недостаточно активное проявление в России сдерживает реализацию планов по развитию РГЭ.

Сопоставление технологий по показателям стоимости, технической освоенности и проникновения на рынок позволяет спрогнозировать состав наиболее востребованных технологий в зависимости от внешних условий для их конкуренции.

Наиболее освоенные технологии (ТЭС, АЭС, ГЭС) имеют и меньшую стоимость производимой электроэнергии. Вместе с тем, по данным Международного агентства по возобновляемым источникам энергии, стоимость технологий на возобновляемых ресурсах быстро снижается. Так, стоимость солнечных панелей за последние пять лет уменьшилась более чем в четыре раза. Стоимость строительства солнечных электростанций промышленного типа сократилась на 29-65% в зависимости от региона, а себестоимость производства электроэнергии снизилась вдвое. Наиболее конкурентоспособные солнечные электростанции без какой-либо финансовой поддержки имеют себестоимость производства электроэнергии, равную 8 центам за кВт·ч. Себестоимость производства электроэнергии на наиболее эффективных ветровых электростанциях составляет 5 центов за кВт·ч. В то же время себестоимость электроэнергии, получаемой на традиционных крупных электростанциях, работающих на ископаемом топливе, находится в пределах 4,5-14 центов за кВт·ч. В перспективе тенденция снижения стоимости нетрадиционных и возобновляемых источников энергии, а также производимой ими энергии будет только усиливаться, постепенно приближаясь к уровню традиционных энергоисточников.

Области интеграции централизованной и распределенной генерации энергии

Возможность работы распределенных энергоисточников как на общую с централизованными источниками сеть, так и на индивидуальных потребителей (например, промышленные и агропромышленные предприятия) создает хорошие условия для интеграции секторов централизованного и изолированного (децентрализованного) производства энергии [9, 10]. Это достаточно наглядно представлено на рис. 4.3.3. В зоне действия централизованного энергоснабжения РГЭ очень хорошо интегрируется с системами данного типа. В децентрализован-

ном секторе преимущество имеет РГЭ, хотя и здесь могут образовываться свои локальные системы энергоснабжения, объединяющие несколько распределенных энергоисточников для совместной работы на единые сети.

Область централизованного энергоснабжения, как показано на рис. 4.3.3, разделяется на две зоны. Первая формируется крупными энергоисточниками А1, работающими на магистральные сети, а вторая – распределенными (по территории, но необязательно по мощности) источниками А2, работающими в распределительной сети и обслуживаемыми тем же оператором, что и энергоисточники А1. В зоне изолированных энергосистем работают источники отдельных потребителей А3, которые могут не отличаться по виду используемого топлива и технологии от источников А2, но будут отличаться по мощности, стоимости вырабатываемой энергии и графику ее потребления. Другая группа А4 представляет собой источники для совместного и раздельного децентрализованного производства энергии в изолированных энергосистемах, а А5 – автономное производство энергии.

В соответствии с вышеизложенным, технологии распределенной генерации энергии применяются для энергоснабжения потребителей трех типов, включая:

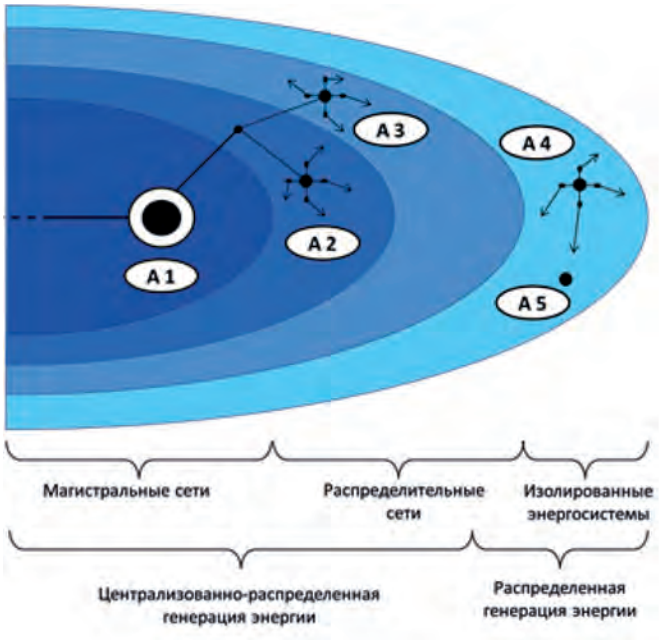


Рис. 4.3.3. ***Области интерграции распределенной генерации энергии с централизованными системами***

1) автономное энергоснабжение, при котором малые энергоустановки РГЭ используются обособленно (А4, А5) в изолированных энергосистемах;

2) пиковое и резервное энергоснабжение на базе РГЭ (А2) в зоне действия централизованной системы;

3) децентрализованная генерация энергии в зоне действия централизованной системы, при которой РГЭ используются в качестве основного источника (А3), при этом его работа согласована с централизованной системой (рис. 4.3.3).

В двух последних случаях системы распределенной энергетики приобретают ряд привлекательных свойств, позволяющих рассматривать их как основу для новой парадигмы развития энергетики. В числе таких свойств называют:

1) повышение энергетической независимости потребителей;

2) сглаживание пиковых нагрузок;

3) снижение уровня необходимого резервирования мощности;

4) минимизацию транспорта энергоносителей;

5) сокращение потерь при транспорте вторичных энергоносителей;

6) возможность использования местных энергоресурсов.

К важнейшим условиям приоритетного развития распределенной генерации (в т.ч. на основе когенерационных технологий и использования ВИЭ) можно отнести:

- прогресс в развитии тепловых генерирующих установок средней и малой мощности на базе ПТУ, ГТУ и ГПУ (газопоршневых установок) и их высокую эффективность при совместном производстве электрической и тепловой энергии;
- появление современных высокоэффективных технологий использования в энергетике возобновляемых источников энергии, многие из которых по своей мощности относятся к распределенной генерации;
- активное развитие доступного рынка технологий и оборудования;
- значительный рост конкурентоспособности РГЭ относительно традиционной генерации энергии.

Дополнительными факторами, способствующими развитию распределенной генерации, являются:

- стремление потребителей адаптироваться к рыночной неопределенности в развитии электроэнергетики и в ценах на электро-

энергию, поскольку развитие распределенной генерации способствует снижению рисков дефицита мощности и повышению энергетической безопасности;

- ценовая привлекательность производимой энергии, повышение требований по качеству и надежности энергоснабжения;
- повышение адаптационных возможностей самих электроэнергетических систем к неопределенности рыночных условий развития экономики и снижение тем самым инвестиционных рисков;
- повышение требований к эффективности использования газа в энергетике;
- ужесточение экологических требований к субъектам хозяйственной деятельности, загрязняющих окружающую среду, что стимулирует использование возобновляемых источников энергии (гидроэнергии, энергии ветра, биомассы и пр.).

Виртуальные электростанции на базе РГЭ

В связи с широким распространением источников распределенной генерации и их интеграцией в централизованную систему электроснабжения возникло понятие «виртуальной электростанции» (Virtual Power Plant). Концепция виртуальной электростанции предполагает объединение группы установок распределенной генерации энергии посредством общей системы управления их режимами. Необходимость в таком объединении возникает в связи с проблемами диспетчерского управления из-за «невидимости» для диспетчера установок РГЭ, необходимостью повышения эффективности энергоснабжения, учета накопителей энергии для компенсации неравномерности режимов работы распределенных возобновляемых источников энергии, а также активных потребителей, имеющих возможности управления собственным энергопотреблением [11 и др.].

Виртуальная электростанция – это структура, объединяющая в себе распределенные генераторы (ветроустановки, фотоэлектрические станции, мини- и микро-ТЭЦ и др.), активных потребителей (бытовых, промышленных) и системы аккумулирования энергии (тепловые, электрические, механические и химические). Обычно виртуальные электростанции присоединяются к сети среднего или низкого напряжения. Элементы виртуальной электростанции могут располагаться на значительных расстояниях друг от друга. Связывающие их сети

(электрическую и коммуникационную) объединяют под термином интеллектуальная микросеть (microgrid). Характерной особенностью микросетей является возможность их работы в автономном режиме. Управление виртуальными электростанциями осуществляется дистанционно через управляющую систему, которая принимает информацию о текущем состоянии каждой энергоустановки и передает на них управляющие сигналы.

Виртуальная электростанция фактически интегрирует в себе технические и технологические решения по управлению спросом и предложением распределенной генерацией энергии с помощью программно-аппаратного комплекса, который функционально также включает управление интеллектуальной сетью, средствами релейной защиты и автоматики, потокораспределением в сети, качеством электроэнергии, гибким ценообразованием и т.п. Она обеспечивает эффективное управление спросом на электроэнергию и позволяет адекватно совмещать и оптимизировать графики нагрузок потребителей. Такое объединение генерирующих мощностей и потребителей способствует сглаживанию пиковых нагрузок и снижению цены на электроэнергию.

Виртуальная электростанция может иметь коммерческое назначение (продажа электроэнергии на оптовый рынок), техническое назначение (системные услуги – такие как регулирование частоты и активной мощности, поддержание качества электроэнергии и т.п.) или же объединять обе эти функции [11]. Она может решать сразу несколько задач в энер-

а) б)

Рис. 4.3.4. ***Принципиальная схема формирования Единой энергетической системы России с включением виртуальной электростанции***

гетике, среди них такие, как оптимизация нормальных и аварийных режимов, стабилизация работы энергосистемы с детерминированными и стохастическими генераторами, гибкость в управлении производством энергии и способность согласования его с текущим уровнем потребления, интеграция различных типов генерирующих энергоисточников. Принципиальная схема включения активного потребителя и виртуальной электростанции в электроэнергетическую систему страны приведена на рис. 4.3.4а. Иерархическая структура формирования Единой энергосистемы России на базе Единой национальной эклектической сети (ЕНЭС) приведена на рис. 4.3.4б.

Интеграция модели виртуальной электростанции в централизованную систему обеспечивает сетевым компаниям возможность подключения новых потребителей, а системный оператор получает дополнительные маневренные электрические мощности.

Конкурентоспособность РГЭ по их интеграции с централизованными системами

Наиболее существенными условиями для конкуренции технологий РГЭ и их интеграция с энергосистемами на конкретной территории и в конкретном месте является наличие централизованных систем газо- и электроснабжения (рис. 4.3.5).

Рис. 4.3.5. ***Условия конкуренции технологий РГЭ [8]***

На тех территориях, где доступны обе централизованные системы (область 1 на рис. 4.3.5), малая распределенная генерация энергии может применяться в качестве резервных и пиковых источников, либо базовых при наличии инфраструктурных сетевых ограничений. Из всех технологий РГЭ экономически оправданным в этом случае является только внедрение газовых мини-ТЭС (ГТУ, ГПД).

При децентрализованном электроснабжении и наличии природного газа (область 2 на рис. 4.3.5) не имеют конкурентов газовые мини-ТЭС и мини-ТЭЦ на базе ГТУ и ГПД. Они могут работать либо автономно, либо объединяться в локальные энергосистемы.

При отсутствии газа на данной территории и наличии централизованного электроснабжения (область 3 на рис. 4.3.5) технологии РГЭ экономически неэффективны. Однако, если существуют жесткие инфраструктурные ограничения в электрических сетях, конкурентоспособными оказываются ДЭС, мини-ГЭС, ПТУ на биомассе и угле. Они могут работать либо в базовом, либо в пиковом режиме.

При одновременном отсутствии централизованных систем газоснабжения и электроснабжения на рассматриваемых территориях (область 4 на рис. 4.3.5) конкурирует большое число технологий, в которое попадают практически все виды ВИЭ. Здесь нет стандартных решений, велика роль местных особенностей и специфики регионов.

Интеграция централизованных систем электроснабжения с РГЭ возможна и на территориях их распространения (области 1 и 3), вместе с тем она во многом будет определяться экономической целесообразностью или наличием технических ограничений по электрическим сетям.

Применению технологий РГЭ, включая ВИЭ, будет способствовать усиление мотивации субъектов отношений: для потребителей – к участию в управлении режимами, резервированию мощности, продаже излишков энергии; для поставщиков – к повышению ответственности за недопоставку и качество электроэнергии.

Окна возможностей технологий РГЭ, определяющие диапазоны нагрузок, при которых они конкурентоспособны, могут быть представлены следующим образом:

- микротурбины и ГПА – при нагрузках 25 кВт и менее;
- ГПА – при нагрузках 25 кВт – 25 МВт;
- ГТУ – при нагрузках более 2,5 МВт;
- ВЭС – при нагрузках изолированных потребителей более 250 кВт (4-5 м/с);

- МГЭС – Юг, Центр, Сибирь, Дальний Восток (более 2,5 МВт);
- ССТ – Юг.

Технологические особенности работы РГЭ в централизованных системах

Распределенная генерация энергии дополняет централизованную систему новыми элементами с новыми динамическими характеристиками и возможностями управления. Это имеет как положительные стороны, так и обуславливает немало проблем, которые успешно решаются с развитием техники систем автоматики и регулирования. Переменный (стохастический) режим работы РГЭ на базе ВИЭ требует до 50% резервирования мощности. Малые ГТУ имеют уменьшенную, по сравнению с традиционными агрегатами тепловых и гидравлических электростанций, постоянную инерции, отличные характеристики систем регулирования. Распределенная генерация усложняет систему релейной защиты и автоматики, противоаварийного управления электроэнергетической системой. Усложняется диспетчерское управление, его функции смещаются на распределительную сеть. Распределительная сеть приобретает черты основной сети со свойственными для нее проблемами устойчивости и необходимостью ее оснащения устройствами автоматики и регулирования. Наличие распределенной генерации в распределительной сети позволяет более стабильно поддерживать уровни напряжений в узлах за счет возможностей этих генераторов по генерированию реактивной мощности (в отличие от традиционных распределительных сетей, в которых потери напряжения тем больше, чем дальше от питающей подстанции высокого напряжения). При отказе питающей подстанции высокого напряжения наличие РГЭ в распределительной сети позволяет обеспечить надежное электроснабжение многих потребителей.

В энергосистеме с сильными связями с РГЭ не возникает сложностей по поддержанию частоты, регулированию напряжения, обеспечению параллельной работы генераторов. При слабых связях с РГЭ должна применяться специальная автоматика, ограничивающая величину перетока мощности по линии связи и воздействующая на регулирование режимов.

Общим «узким местом» технологий распределенной генерации энергии часто выступают требования по согласованию работы энергоисточника и централизованной сети, а также принципы взаимоотноше-

ний между независимым производителем и оператором сети. Эти трудности в равной степени свойственны как России, так и странам Запада. Вместе с тем, при существующем уровне централизации энергоснабжения, очевидно, что на отрезке до 2030 г. доля распределенной генерации в России не возрастет до уровня, при котором она сможет отрицательно повлиять на работу централизованных систем энергоснабжения.

Технических трудностей с присоединением распределенных источников энергии к распределительным сетям нет. Тем не менее существует пороговый уровень единичной мощности генератора, ниже которого такое присоединение оказывается нерентабельным. В настоящее время этот уровень составляет в среднем около 3 МВт(э). Проблемы с надежностью и качеством электроэнергии могут возникать лишь в изолированных системах энергоснабжения, в которых суммарная установленная мощность генераторов невелика, а их доли в выработке близки, однако такие случаи пока единичны.

Выводы

1. Действующие в мировой энергетике тенденции развития крупных источников и их органичное сочетание с распределенной генерацией энергии характерны и для России. В немалой степени этому способствует активная интеллектуализация систем энергетики. В сочетании крупные источники и РГЭ формируют новую парадигму развития энергетики.

2. Для эффективного применения технологий малой распределенной энергетики следует изучить варианты возможных интегрированных систем, сочетающие несколько технологий малой энергетики в составе единого генерирующего комплекса, находящегося под единым управлением, либо работающем по согласованному графику и представляемого в виде «виртуальной электростанции».

3. Параллельная работа централизованных систем и РГЭ имеет не только положительные эффекты, но и связана с определенными трудностями по обеспечению устойчивости работы, регулированию и поддержанию эффективных режимов, по предотвращению аварийных ситуаций и др. Во многом это связано с технической оснащенностью распределительных сетей, к которым подключаются источники распределенной генерации, и которые приобретают свойства основной сети. Появление нового оборудования, использование автоматики, систем регулирования позволяет решать возникающие вопросы.

Литература

1. Hansen C.J., Bower J. An economic evaluation of small-scale distributed electricity generation technologies. Oxford Institute for Energy Studies & Dept. of Geography, Oxford University, 2004. 59 p.

2. Bauen A., Hawkes A. Decentralised generation – technologies and market perspectives. IEA, Paris, 2004. 18 p.

3. Decentralised generation technologies: potentials, success factors and impacts in the liberalized EU energy markets. Final report, DECENT. October 2002. 234 p.

4. World survey of decentralized energy 2005. WADE, Edinburgh, 2004. 45 p. – http://www.localpower.org/documents_pub/report_worldsurvey05.pdf.

5. Ackermann T., Anderson G., Soeder L. Distributed generation: a definition // Electric Power Systems Research, 2001, Vol.57, p. 195-204.

6. Кейко А.В. Становление прогнозных технологических исследований в энергетике // Системные исследования в энергетике. Ретроспектива научных направлений СЭИ–ИСЭМ. – Новосибирск: Наука, 2010. – С. 127-146.

7. Кейко А.В., Клер А.М., Филиппов С.П. Методика сопоставления новых энергетических технологий и выбора наиболее перспективных для составления дорожных карт // Мат-лы междунар. конф. «Дорожные карты как инструмент прогнозирования научно-технологического развития и продвижения новых энергетических технологий», Москва, 22-23.06.09. – 14 с.

8. Системное сопоставление технологий распределенной генерации. Анализ конкурентоспособности технологий распределенной генерации энергии / Отчет о НИР. Рег. № 02201251389. 2008. С. 185 / http://www.rosrid.ru/ikrbs/-022012613370000000000-

9. Технико-экономические проблемы использования нетрадиционной энергетики / Воропай Н.И., Кейко А.В., Клер А.М., Стенников В.А. // Проблемы нетрадиционной энергетики. Мат-лы науч. сессии Президиума. СО РАН, 13.12.2005. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2006. – С. 32-54.

10. Кейко А.В. Системное сопоставление энергетических технологий // Системные исследования в энергетике. Ретроспектива научных направлений СЭИ–ИСЭМ. – Новосибирск: Наука, 2010. – С. 215-227.

11. Селяхова О., Тарновская О., Фатеева Е., Юрчук О. Виртуальная электростанция // Энергорынок, 2016, № 2 (137), с. 43-50.

4.4. Возобновляемые источники энергии и их роль в электрификации страны

Общая характеристика состояния и перспектив развития

Для начала выскажем мысль, что инновационная электроэнергетика не мыслима без значительной доли возобновляемой энергетики. Имеется в виду в основном фотоэлектрические станции (ФЭС), ветроэлектрические станции (ВЭС) и электростанции с использованием биомассы (БиоЭС). Поскольку на конец 2015 г. суммарная мощность указанных электростанций в мире составила 766 ГВт, или 97,5% от общей установленной мощности на базе ВИЭ – 785 ГВт. И нет оснований полагать, что какой-то иной вид электростанций на базе ВИЭ может существенно изменить эту тенденцию до 2030 года.

Следующий важнейший вопрос заключается в том, как будет развиваться возобновляемая энергетика в обозримый нами период до 2030 года. По данным [1], доля возобновляемых источников энергии в общем производстве электроэнергии на конец 2015 г. составила 7,3%, а ГЭС – 16,4%. На долю невозобновляемых источников приходится 76,3% (рис. 4.4.1).

Рис. 4.4.1. ***Оценка доли ВИЭ в общем производстве электроэнергии, 2015 г.***

С большой вероятностью доля ВИЭ с ГЭС в производстве электроэнергии к 2030 г. будет составлять около 50%.

Если это случится, то на долю АЭС, угля, газа останется 50%, поскольку нефтепродукты будут занимать менее одного процента. Сейчас в мировом балансе их доля составила 4,3%. Учитывая что АЭС претендует на долю в 15%, при существующих 10%, то в перспективе на уголь и газ придется порядка 35%. В настоящее время доля угля составляет 40%. Отсюда следует неизбежный вывод, что в области производства электроэнергии нас ждут существенные изменения.

Возрастет кардинальным образом потребность в накопителях энергии, среди которых наиболее значимы: ГАЭС, аккумуляторы и конденсаторы. Причем роль этих устройств резко увеличится как в смысле обеспечения надежности электроснабжения отдельных потребителей (распределенная энергетика), так и в смысле экономичности и устойчивости функционирования энергосистем (снятие пиков графика нагрузки).

В свою очередь, увеличение доли ВИЭ потребует существенного изменения релейной защиты на линиях электропередач и систем режимной автоматики. К примеру, ток короткого замыкания от фотоэлектрической станции всего лишь на 15% больше номинального тока.

В настоящее время на выходе большинства ветроустановок установлены инверторы, или преобразователи частоты, или асинхронизированные генераторы. При этом все генераторы рассчитаны на выдачу реактивной мощности равной активной. Это позволяет ветростанциям участвовать в регулировании напряжения в точке присоединения к энергосистеме и участвовать в демпфировании колебаний после коротких замыканий на линии. Такие натурные эксперименты уже проведены в США и Европе. При этом имеется достаточно много серьезных проработок и обоснований того, что к 2050 г. доля ВИЭ достигнет 50%. Наиболее весомая из них изложена в книге, выпущенной в 2010 году, «100% renewable electricity. A roadmap to 2050 for Europe and North Africa» (100% электроэнергии от ВИЭ к 2050 г. для Европы и Северной Африки). Авторы: Price water house Cooperc (RWHC), Potsdam Institute for Climate Impact Rescarch (PIC), International Institute for Applied Systems Analysis (IISA), European Climate Forum (ECF). Если этот проект удастся осуществить хотя бы наполовину, это будет серьезным шагом к 50-процентной доле ВИЭ. В докладе Мирового ветроэнергетического совета (Global Wind Energy Council) утверждается, что к 2030 г. доля ветра в производстве электроэнергии

достигнет 20% («A fifth at global electricity could come from wind by 2030», «Sun and Wind» the magazine for renewable energies 24.10.2016.)

По прогнозу International Renewable Energy Agency (IRENA), доля солнечной энергии в производстве электроэнергии может достигнуть 13%. Имея в виду, что доля ГЭС составляет 17%, получается, что суммарная доля трех источников составит 50%. И это не считая вклада биомассы. Так что высказанная выше предположение о 50% доле ВИЭ к 2050 г. выглядит достаточно обоснованно.

Существующее состояние возобновляемой энергетики. Какова же стартовая позиция этого процесса?

Рассмотрим более подробно основные показатели возобновляемой энергетики на конец 2015 г. и основные тенденции развития трех из них: ветроэнегетика, фотоэнергетика и биоэнергетика (табл. 4.4.1), по данным REN21 [1].

Как видим, за период 2004-2015 гг. *мощность на базе ВИЭ* возросла с 85 ГВт в 2004 г. до 785 ГВт в 2015 году. Среднегодовой рост мощности к предыдущему году составил 22%, а увеличение мощности в 2015 г. к 2014 г. – 18%. По биоэнергетическим станциям аналогичные данные составили: рост мощности от 36 до 106 ГВт, среднегодовой рост – 10%, рост в 2015 г. к 2014 г. – 5%.

По *фотоэлектрическим станциям:* увеличение мощности с 2,6 до 224 ГВт, среднегодовой рост – 50%, рост в 2015 г. к 2014 г. – 28%.

По *ветростанциям:* увеличение мощности – с 49 ГВт до 433 ГВт, среднегодовой рост – 22%, рост в 2015 г. к 2014 г. – 17%.

За период 2005-2015 гг. производство электроэнергии в мире по данным BP [2] увеличилось с 18358,1 ГВт·ч до 24097,7 ГВт·ч. Среднегодовой рост составил 5,59%. Рост в 2015 г. к 2014 г. (23893 ГВт·ч) составил – 0,85%. Приведенные данные использованы в дальнейшем для составления прогноза доли производства электроэнергии на базе ВИЭ на период 2015-2030 гг.

Среди процессов в электроэнергетике мира следует отметить устойчивую тенденцию в странах Евросоюза, а именно – опережение роста установленной мощности ветростанций (первое место) и фотоэлектрических станций (второе место после газа) (рис. 4.4.2).

За период 1995-2015 гг. введены мощности на ВЭС – 137 ГВт, на станциях на газе – 120 ГВт, на ФЭС – 95 ГВт. А выведено из экс-

Таблица 4.4.1

Динамика показателей возобновляемой энергетики мира

Показатель	Значение показателя по годам			Среднегодовой% роста за 2004-2014/ 2004-2015 гг.	Увеличение в 2014 к 2013/ 2015 к 2014 гг.,%
	2004	2014	2015		
Новые годовые инвестиции, млрд долл.	45	273	285,9	19,62/18,34	16,37/4,7
Мощность на базе ВИЭ (без ГЭС), ГВт	85	665	785	22,7/22,39	17,32/18,04
Мощность на базе ВИЭ (с ГЭС), ГВт	800	1701	1849	7,9/7,9	8,49/8,7
Мощность гидростанций (ГЭС), ГВт	715	1036	1064	3,97/3,7	3,63/2,7
Мощность на базе биомассы, ГВт	<36	101	106	9,95/10,31	5,68/4,95
Производство электроэнергии на базе биомассы, ТВт·ч	227	429	464	6,67/6,71	9,34/8,16
Мощность геотермальных электростанций, ГВт	8,9	12,9	13,2	3,7/3,5	5,78/2,32
Мощность фотоэлектрических электростанций, ГВт	2,6	177	227	52,5/50,1	28,26/28,25
Мощность солнечных термодинамических электростанций, ГВт	0,4	4,3	4,8	27,1/25,34	29,41/11,63
Мощность ветростанций, ГВт	48	370	433	22,65/22,13	15,99/17,03
Мощность солнечных водонагревательных систем, ГВт (тепл.)	86	409	435	16,79/15,88	8,85/6,36
Годовое производство этанола, млрд литров	28,5	94,5	98,3	12,67/11,91	7,06/4,02
Годовое производство биодизеля, млрд литров	2,4	30,4	30,1	28,6/24,85	12,93/-1,0
Количество стран с установленными целями по ВИЭ	48	164	173	13,07/12,52	13,89/5,49

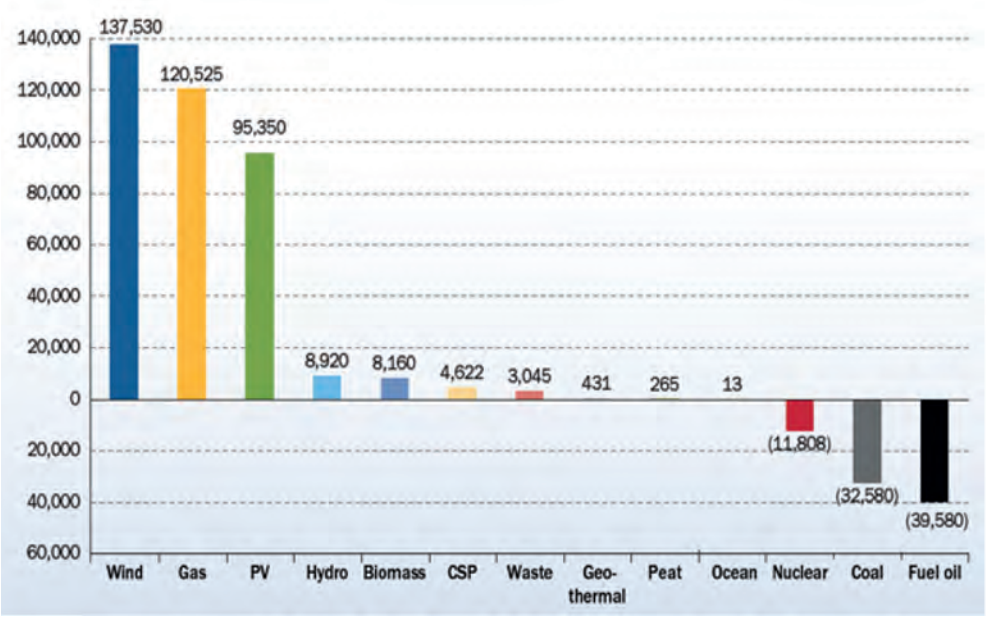


Рис. 4.4.2. ***Генерирующая мощность, установленная в ЕС за период 1995-2015 гг., МВт***

плуатации на АЭС ~ 12 ГВт, станциях на угле – 32 ГВт и станциях на нефтепродуктах – 39 ГВт [1]. Соответственно в балансе мощности ЕС за период 2000-2015 гг. [3] доля угольных станций снизилась с 24,4% до 17,5%, доля АЭС с 22,6 до 13,2%, а доля ВЭС увеличилась с 2,4% до 15,6%. При этом доля в производстве электроэнергии в Евросоюзе в 2015 г. составила 11,4%, а доля ветра по отдельным странам представлена в табл. 4.4.2.

Таблица 4.4.2

Доля ветроэнергетики в общем производстве электроэнергии стран Евросоюза в 2012 и 2013 годах

Страна	Производство электроэнергии на ВЭС, ГВт·ч	Общее производство электроэнергии, ГВт·ч	Доля ветроэнергетики,%	
			2013 г.	2012 г.
Испания	54 301	285 300	19,0	16,0
Германия	53 400	633 600	8,4	11,0
Великобритания	25 626	356 600	7,2	6,0
Франция	15 900	568 300	2,8	3,0
Италия	14 886	288 400	5,2	5,0
Португалия	11 939	52 700	22,6	17,0

Окончание табл. 4.4.2

Страна	Производство электроэнергии на ВЭС, ГВт·ч	Общее производство электроэнергии, ГВт·ч	Доля ветроэнергетики,%	
			2013 г.	2012 г.
Дания	11 105	34 600	32,1	27,0
Швеция	9 900	160 400	6,2	5,0
Польша	6 600	162 400	4,1	3,0
Нидерланды	5 574	95 100	5,9	4,0
Ирландия	5 000	25 300	19,8	13,0
Бельгия	4 474	85 100	5,3	4,0
Румыния	4 047	59 400	6,8	7,0
Греция	3 500	58 300	6,0	6,0
Австрия	2 882	67 700	4,3	4,0

Основные показатели и тенденции развития ветроэнергетики

По нормированной себестоимости производства электроэнергии на ВЭС и удельной стоимости установленной мощности по континентам и странам ветростанции сравнялись со многими видами традиционных электростанций и уверено превзошли угольные электростанции всех типов. За последнее пятилетие существенно вырос коэффициент использования установленной мощности, как правило, превысив 30% (табл. 4.4.3) [1].

Первые 25 стран, в которых мощность ВЭС превысила 1 ГВт, представлена в табл. 4.4.4. Как видим, в перечень входят развитые и развивающиеся страны, северные, южные и все континенты. Это является веским доказательством эффективности ветроэнергетики и перспективности ее дальнейшего развития.

В целом по *ветроэнергетике* отмечаются следующие тенденции:

- На конец 2015 г. установленная мощность ВЭС превысила 1 ГВт в 25-ти странах мира, в том числе в Европе в 17 странах.
- Растет единичная мощность ВЭУ (ветротурбин). Самая мощная из действующих ветротурбин – 8 МВт. К 2020 г. ожидается появление ветротурбин мощностью 10 МВт.
- Стремительно растет мощность наземных ветростанций. Перечень ВЭС мощностью более 500 МВт содержит 22 ВЭС, самая мощная из них в Китае – 6800 МВт.

- Стремительно развиваются морские ВЭС, называемые в зарубежной литературе оффшорными. Перечень таких ВЭС мощностью 200 и выше МВт содержит 25 станций, самая мощная находится в Великобритании – 630 МВт (сооружена в 2012 г.).
- ВЭС активно участвуют в регулировании напряжения в энергосистеме и демпфируют колебания напряжения и мощности при коротких замыканиях в системе. Генераторы ВЭС рассчитываются на реактивную мощность, равную активной.
- Энергетический срок окупаемости ВЭУ и ВЭС составляет от 0,5 до 0,9 года.

Таблица 4.4.3

Экономические и эксплуатационные показатели наземных ветровых электростанций

Континенты и страны	Нормированная себестоимость, долл./кВт·ч		Удельная стоимость, долл./кВт		КИУМ	
	Диапазон	Средне-взвешенное значение	Диапазон	Средне-взвешенное значение	Диапазон	Средне-взвешенное значение
Африка	0,05 ÷ 0,115	0,075	1345 ÷ 2848	2080	0,214 ÷ 0,456	0,346
Азия	0,05 ÷ 0,225	0,06	958 ÷ 2784	1280	0,172 ÷ 0,435	0,243
Центральная Америка	0,075	0,075	1680 ÷ 2600	2268	0,296 ÷ 0,520	0,434
Евразия	0,075 ÷ 0,135	0,075	1550 ÷ 2651	1751	0,272 ÷ 0,35	0,344
Европа	0,03 ÷ 0,125	0,0745	1353 ÷ 3652	1917	0,139 ÷ 0,412	0,277
Средний Восток	0,75 ÷ 0,13	0,09	1983 ÷ 3148	2497	0,313 ÷ 0,390	0,372
Северная Америка	0,03 ÷ 0,175	0,06	1275 ÷ 3181	1874	0,166 ÷ 0,516	0,352
Океания	0,05 ÷ 0,125	0,1	1060 ÷ 3752	2533	0,275 ÷ 0,436	0,337
Южная Америка	0,04 ÷ 0,11	0,065	994 ÷ 2903	1871	0,257 ÷ 0,534	0,426
Китай	0,04 ÷ 0,075	0,055	1032 ÷ 1553	1251	0,221 ÷ 0,36	0,242
Индия	0,065 ÷ 0,13	0,07	958 ÷ 1625	1228	0,172 ÷ 0,258	0,234
США	0,03 ÷ 0,175	0,055	1496 ÷ 3000	1770	0,166 ÷ 0,608	0,358

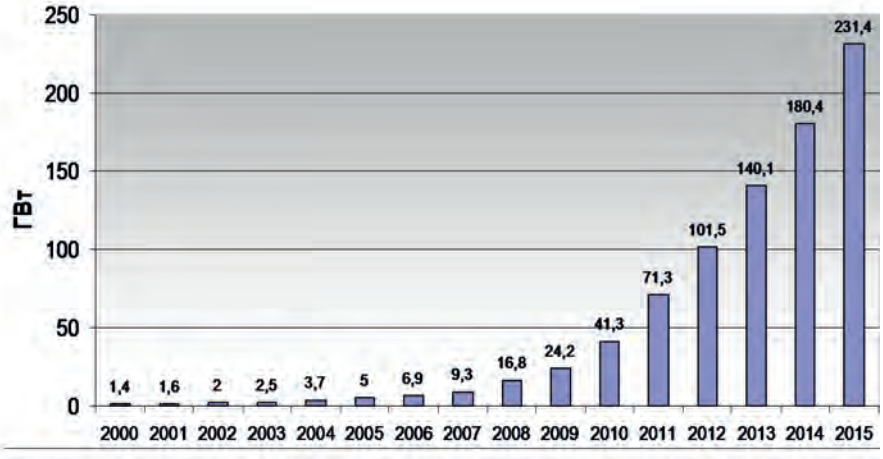
Таблица 4.4.4

Ранжировка первых 25-ти стран по установленной мощности ВЭС более 1 ГВт на конец 2015 года

Страна	Мощность ВЭС	Страна	Мощность ВЭС
Китай	145,362	Турция	4,694
США	74,471	Австралия	4,187
Германия	44,947	Нидерланды	3,431
Индия	23,088	Мексика	3,073
Испания	22,025	Япония	3,038
Великобритания	13,603	Румыния	2,976
Канада	11,205	Ирландия	2,486
Франция	10,358	Австрия	2,411
Италия	8,958	Бельгия	2,229
Швеция	6,023	Греция	2,151
Польша	5,100	Южная Африка	1,053
Португалия	5,079	Финляндия	1,0005
Дания	5,063		

Фотоэлектрические станции

Динамика роста мощности фотоэлектрических станций за период 2000-2015 гг. представлена на рис. 4.4.3 [1].



Источник: REN 21, Renewables 2016 Global Status report; Global Market Outlook for Solar Power 2015 – 2019. Global Market Outlook for Phoptovoltaics until 2015. EPIA. 2015

Рис. 4.4.3. ***Динамика роста установленной мощности ФЭС в мире***

Как видим, установленная мощность возросла с 1,4 ГВт в 2000 г. до 231 ГВт в 2015 году. Особенно бурный рост наблюдается в последние 5 лет [1].

Экономические и эксплуатационные характеристики фотоэлектрических станций представлены в табл. 4.4.5 [1]. И если стоимость удельной мощности в основном сравнялась со стоимостью других электростанций, то КИУМ (12-20%) существенно ниже остальных электростанций, что и приводит к высокой нормированной себестоимости электроэнергии. И, тем не менее, это наиболее быстро развивающаяся отрасль возобновляемой энергии. Видимо, не последнюю роль играет простота устройства ФЭС, низкая стоимость обслуживания и перспектива повышения КПД модулей и снижение их стоимости. Уже в 2015 г. стоимость кремниевого поликристаллического модуля составила 0,8-1,12 долл./Вт (пик), т.е. и снизилась по сравнению с 2000 г. в 4,5 раза (4-5 долл./Вт (пик)).

Таблица 4.4.5

Экономические и эксплуатационные показатели фотоэлектрических станций

Континенты и страны	Нормированная себестоимость, долл./кВт·ч		Удельная стоимость, долл./кВт		КИУМ	
	Диапазон	Средне-взвешенное значение	Диапазон	Средне-взвешенное значение	Диапазон	Средне-взвешенное значение
Африка	0,05 ÷ 0,115	0,075	1345 ÷ 2848	2080	0,214 ÷ 0,456	0,346
Азия	0,05 ÷ 0,225	0,06	958 ÷ 2784	1280	0,172 ÷ 0,435	0,243
Центральная Америка	0,075	0,075	1680 ÷ 2600	2268	0,296 ÷ 0,520	0,434
Евразия	0,075÷ 0,135	0,075	1550 ÷ 2651	1751	0,272 ÷ 0,35	0,344
Европа	0,03 ÷ 0,125	0,0745	1353 ÷ 3652	1917	0,139 ÷ 0,412	0,277
Средний Восток	0,75 ÷ 0,13	0,09	1983 ÷ 3148	2497	0,313 ÷ 0,390	0,372
Северная Америка	0,03 ÷ 0,175	0,06	1275 ÷ 3181	1874	0,166 ÷ 0,516	0,352
Океания	0,05 ÷ 0,125	0,1	1060 ÷ 3752	2533	0,275 ÷ 0,436	0,337
Южная Америка	0,04 ÷ 0,11	0,065	994 ÷ 2903	1871	0,257 ÷ 0,534	0,426
Китай	0,04 ÷ 0,075	0,055	1032 ÷ 1553	1251	0,221÷ 0,36	0,242
Индия	0,065 ÷ 0,13	0,07	958 ÷ 1625	1228	0,172 ÷ 0,258	0,234
США	0,03 ÷ 0,175	0,055	1496 ÷ 3000	1770	0,166 ÷ 0,608	0,358

Тенденции развития фотоэнергетики:

- В 2014 г. при общей мощности 183 ГВт доля стран и континентов распределялось следующим образом: Германия – 29%, Китай – 18%, остальная Европа – 18%, Япония – 13%, Северная Америка – 12%, Италия – 10%, остальной мир – 9%.
- Общая установленная мощность фотоэлектрических станций всех типов на конец 2015 г. составила 227 ГВт (пик). В этом году Китай вышел на первое место (43,5 ГВт (пик)), обогнав Германию (39,7 ГВт (пик)), лидировавшую по установленной мощности в течение 15-ти лет.
- Растет мощность солнечных фотоэлектрических станций. На начало 2016 г. перечень ФЭС мощностью 100 МВт и выше содержит 50 электростанций в 15-ти странах мира. При этом в США сооружено 18 таких ФЭС, Китае – 8, Индии – 6, Германии – 3, в остальных странах – 1-2.
- В связи с увеличением объема производства, повышения КПД всех видов модулей, совершенствования инверторов стремительно снижается удельная стоимость ФЭС. В лабораториях мира получили КПД кремниевых элементов монокристаллических – 25,6%, поликристаллических – 20,8%. За последние 5 лет тонкопленочные модули подешевели в 3 раза, а кристаллические – в 2,4 раза.
- Срок энергетической окупаемости фотоэлектрических систем составляет от 0,7 до 2 лет в зависимости от технологии и места установки.

Электростанции на базе биомассы

Производство электроэнергии на базе биомассы в статистике отражается очень слабо. Видимо потому, что электроэнергия производится в основном по термодинамическому циклу. Экономические и эксплуатационные показатели электростанций на биомассе представлены в табл. 4.4.6.

Таблица 4.4.6

Экономические и эксплуатационные показатели электростанций на биомассе

Континенты и страны	Нормированная себестоимость, долл./кВт·ч		Удельная стоимость, долл./кВт		КИУМ	
	Диапазон	Средне-взвешенное значение	Диапазон	Средне-взвешенное значение	Диапазон	Средне-взвешенное значение
Африка	0,03 ÷ 0,16	0,08	625 ÷ 5579	1654	0,454 ÷ 0,913	0,618
Азия	0,03 ÷ 0,22	0,05	536 ÷ 6082	1486	0,202 ÷ 0,95	0,623
Центральная Америка	0,04 ÷ 0,06	0,055	534 ÷ 7805	1021	0,225 ÷ 0,796	0,317
Евроазия	0,55 ÷ 0,13	0,05	1344 ÷ 7106	1756	0,713 ÷ 0,958	0,831
Европа	0,03 ÷ 0,2	0,07	507 ÷ 7957	3249	0,228 ÷ 0,933	0,835
Средний Восток	0,03 ÷ 0,2	0,07	885 ÷ 4272	2895	0,291 ÷ 0,929	0,566
Северная Америка	0,035 ÷ 0,14	0,075	510 ÷ 7641	3584	0,228 ÷ 0,958	0,847
Океания	–	–	3852 ÷ 3851	3851	0,508 ÷ 0,506	0,507
Южная Америка	0,35 ÷ 0,13	0,05	547 ÷ 7885	1662	0,206 ÷ 0,942	0,531
Китай	0,03 ÷ 0,09	0,04	542 ÷ 6082	1576	0,206 ÷ 0,95	0,618
Индия	0,03 ÷ 0,2	0,05	536 ÷ 5497	1112	0,202 ÷ 0,976	0,626
США	0,035 ÷ 0,12	0,075	1062 ÷ 7641	4076	0,891 ÷ 0,958	0,93

Биоэнергетика характеризуется следующими показателями.

- Электростанции на биомассе имеют самую низкую себестоимость электроэнергии (4-5 центов долл./кВт·ч), сравнительно невысокую удельную стоимостью (1000-2000 долл./кВт) и достаточно высокое значение коэффициента использования установленной мощности (0,8 и выше).
- Широкое использование отходов лесозаготовки, лесопереработки, сельского хозяйства (прямое сжигание).
- Широкое использование биогазовых технологий для утилизации отходов животноводства и перерабатывающих отраслей, а также получения биогаза на свалках (landfield gas).
- Получение биоэтанола и биодизеля из целлюлозосодержащего сырья.
- Все указанные выше технологии используются как для производства тепловой энергии, так и для производства электроэнергии.

Состояние возобновляемой энергии России

Практически по всем видам электростанций на базе ВИЭ, за исключением ветроустановок мощностью 50 кВт и выше, в России имеются разработки и единичные осуществленные проекты. Однако по масштабам использования Россия отстает от передовых стран на 15-20 лет. За период 2000-2014 годов доля ВИЭ, включая малые ГЭС, в общем производстве находится на уровне 0,5-0,6% (табл. 4.4.7). И это при том, что за последние 10 лет вышло несколько Постановлений и Распоряжений Правительства РФ и подзаконных актов Минэнерго России по развитию возобновляемой энергетики.

Ответим на часто возникающие вопросы. Есть ли необходимость, условия и возможности решения проблемы развития возобновляющей энергетики России? Да, есть:

- Неотложный, но неплатежеспособный спрос населения, живущего в районах и местностях, не связанных с сетями общего пользования, особенно в северных и приравненных к ним территорий, местах проживания малочисленных народов Севера. По приблизительным оценкам, это до 20 млн человек. А также населения, живущего в зонах ненадежного энергоснабжения, в которых отключение электроэнергии в зимний период равносильно катастрофе.

Таблица 4.4.7

Выработка электрической энергии в России на базе возобновляемых источников энергии в 2000-2014 гг., включая малые ГЭС, млрд кВт·ч

Виды ВИЭ	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
ВЭС	0,003	0,004	0,007	0,009	0,014	0,010	0,008	0,007	0,005	0,004	0,004	0,005	0,004	0,004	0,004
ГеоТЭС	0,06	0,09	0,15	0,31	395,1	0,39	0,46	0,48	0,46	0,46	0,47	0,47	0,48	0,44	0,45
МГЭС	2,67	2,54	2,42	2,42	2,75	2,78	2,55	2,72	2,87	3,32	2,85	2,73	2,87	3,27	2,83
ТЭС на биомассе	1,82	2,15	2,44	2,62	2,82	2,71	2,91	2,82	3,12	2,96	2,99	3,30	3,72	3,61	2,7
Итого:	4,55	4,79	5,02	5,36	5,98	5,89	5,93	6,03	6,46	6,75	6,32	6,50	7,07	7,32	5,98
Все ЭС России	877,8	891,3	891,3	916,3	931,9	953,1	995,8	1015,3	1040,4	992,0	1038,4	1054,8	1069	1059	1064,2
Доля ВИЭ,%	0,52	0,54	0,56	0,59	0,64	0,62	0,64	0,60	0,62	0,68	0,62	0,62	0,66	0,69	0,56

- Объем этой потребности не определен, необходимость его определения также неотложная.
- Ресурсы ВИЭ определены, методики разработаны, требуются уточнения ресурсов биоэнергетики в связи с изменениями экономического состояния страны (ветер и Солнце от него не зависят).
- По самым скромным подсчетам, ресурсов достаточно, чтобы производить 30% от общего производства электроэнергии.
- Есть мощности для производства оборудования. Необходимо обеспечить трансферт технологий производства наземных ветроустановок.
- Существует современная сеть подготовки инженерных-технических и научных кадров.
- Проблемой является подготовка эксплуатационных кадров и организация сервисного обслуживания.

Основные барьеры и препятствия

- Отсутствие у руководства субъектов РФ средств для финансирования проектов сооружения электростанций на базе ВИЭ.
- Нечетность и непоследовательность государственной политики. На 2020 г. в 2009 г. распоряжением Правительства РФ устанавливалась доля ВИЭ в производстве электроэнергии 4,5% от общего производства. В 2013 г. распоряжением Правительства РФ показатель снижен до 2,5%. Но и его достижение отдано фактически на самотек и уже сейчас ясно, что этот показатель достигнут не будет.
- Отсутствуют государственные цели по производству тепловой энергии на базе ВИЭ, что для нашей страны особенно актуально.
- Незавершенность законодательной базы, осложненной подзаконными актами, содержащими отдельные требования и фактически препятствующими становлению возобновляемой энергетики.
- Отсутствие федерального органа исполнительной власти, ответственного за развитие возобновляемой энергетики.

Предложения по роли государства

- Без активной административной и финансовой помощи государства возобновляемая энергетика на первых порах развиваться не сможет. Отметим, что в России даже развитые отрасли: электроэнергетика, атомная энергетика, газовая промышленность ежегодно получают средства из федерального бюджета.
- С целью выполнения распоряжений Правительства о доле ВИЭ в производстве электроэнергии и тепловой энергии установить дифференцированные задания субъектам РФ и энергетическим компаниям по вводу мощности на базе ВИЭ, обеспечив долю государственного финансирования не менее 25% от общей стоимости сооружения объекта.
- Конкурсы и торги при сооружении объектов и проведения НИОКР превратились в рабочий инструмент коррупционеров. С таким механизмом новую энергетику не построить. Необходимо разработать антикоррупционную систему выбора подрядчика строительства (проведения НИОКР), установив право принятия решения за заказчиком и равную материальную ответственность заказчика и подрядчика за подлежащее выполнение контракта.
- Стимулировать компании, сооружающие за собственные средства или применяющие долевое участие в сооружении объектов возобновляемой энергетики, например, путем пропорционального сокращения налоговых исчислений.
- Не облагать налогом на имущество объекта возобновляемой энергетики по крайней мере до возмещения ими произведенных затрат на сооружение, а также научное оборудование учебных и научно-исследовательских институтов.

Еще раз о прогнозах развития

Что день грядущий нам готовит? И какую угрозу можно ожидать от прогнозируемого развития мировой возобновляемой энергетики? Существует прогноз МЭА 2011 г., предусматривающий три сценария: 1) New Policies Scenario, 2) Current Policies Scenario, 3) 450 Scenario. По данным сценариям общее производство электроэнергии в 2020 г. должно составить, соответственно: 27881 ТВт·ч – 285097 ТВт·ч – 26835 ТВт·ч, доля ВИЭ, соответственно: 2332 ТВт·ч или 8,4% – 2067 ТВт·ч или 7,2% – 2712 ТВт·ч или 10,1% [1].

Были рассчитаны также три сценария на период до 2015-2020 гг., отличающиеся среднегодовыми темпами роста общего производства и темпами роста установленной мощности отдельных видов ВИЭ. По общему производству электроэнергии получены данные: 26764 ТВт·ч (принят среднегодовой темп 2%), 27866 ТВт·ч (среднегодовой темп 2,6%), 28656 ТВт·ч (среднегодовой темп 3%), производству электроэнергии на базе ВИЭ: 2676 ТВт·ч – 3084 ТВт·ч – 3579 ТВт·ч.

При трех вариантах общего производства электроэнергии и трех вариантах производства на базе ВИЭ число сочетаний достаточно большое.

Взяв соответствующие значения, получим результаты доли ВИЭ к 2020 г.: минимальная – 9,3%, средняя – 11,2% и максимальная – 13,4%.

Следует отметить, что IEA, учитывая данные за 2015 г., увеличила свой прогноз доли ВИЭ до 9%. Мы же настаиваем на 13% в 2020 г., учитывая, что возросла вероятность существенного замедления роста общего производства электроэнергии и ускорения развития возобновляемой энергетики. Как было показано выше, за период 2005-2015 гг. среднегодовой темп общего производства электроэнергии составил 5,59%, а за последний год – 0,85%.

Тем не менее, в представленном в табл. 4.4.8 прогнозе принят темп роста общего производства электроэнергии за период 2015-2020 гг. – 2,0%, с замедлением по следующим пятилетиям до 2035 г. до 1,7% – 1,5-1,3%.

Таблица 4.4.8

Прогноз динамики доли ВИЭ на период до 2035 года,%

		2015		2020	2025	2030	2035
ВИЭ	**Новые ВИЭ**	7,3		13	20	25	30
	ГЭС	16,4		17,3	17,9	18,3	18,5
	Всего ВИЭ	23,7		30,3	37,9	43,3	48,5
АЭС		11	76,3	69,7	62,1	56,7	51,5
Уголь		40					
Газ		21					
Нефть		4,3					
Итого		100		100	100	100	100
Производство электроэнергии в мире							
Процент				2,0	1,7	1,5	1,3
ТВт·ч		24097,7		26605,8	28945	31181	33261

Доля «Новых ВИЭ» – принят рост на 6-5% по пятилетиям, а доля ГЭС на 0,9% и менее. Таким образом, по самым скромным подсчетам, к 2030 г. доля ВИЭ, включая ГЭС, превысит 40%. А достижения 50% возможно если в 2020 г. доля ВИЭ превысит 13%.

Выводы

- В скором времени неминуемо сокращение экспорта энергоресурсов. Это еще одно доказательство необходимости развивать внутреннее потребление электроэнергии.
- Необходимо развивать газонефте- и углехимическую промышленность как средство сохранения рабочих мест в этих отраслях промышленности.
- Развивать возобновляемую энергетику необходимо не только как инновационную отрасль с большой социальной и экономической составляющей, но и как стимулятор развития электротехники, материаловедения, систем управления и передачи данных, машиностроения, станкостроения и других отраслей.
- Дальнейшее отставание России в развитии возобновляемой энергетики приведет к снижению жизненного уровня сельского населения в целом, а также к снижению надежности электро- и теплоснабжения населения в зонах децентрализованного электроснабжения, в том числе в Арктической зоне и малых городах.
- Технологии возобновляемой энергетики стали конкурентноспособными с традиционными технологиями энергетики.

Литература

1. REN 21. Renewables 2016. Global Status Report.

2. BP Statistical Review of World Energy. June 2016.

3. Wind in the European Union, 2014 (2015).

4. World Energy Outlook, 2011 IEA.

5. Справочник по ресурсам возобновляемых источников энергии России и местным видам топлива (показатели по территориям), под ред. д.т.н. П.П. Безруких, М.: «ИАЦ Энергия», 2007. – 207 с.

ГЛАВА 5

ИННОВАЦИОННАЯ ЭЛЕКТРОСЕТЕВАЯ ИНФРАСТРУКТУРА

5.1. Энергетическая инфраструктура

Электросетевой комплекс. Электросетевой комплекс России включает около 2,3 млн км линий электропередачи (ЛЭП), 480 тыс. подстанций суммарной трансформаторной мощностью более 750 ГВА. Одной из проблем электросетевого комплекса, наряду с высоким моральным и физическим износом, является неоптимальная структура электрических сетей (использование в больших масштабах протяженных сетей низких классов напряжения – 0,4 и 6-10 кВ). Это приводит к высоким потерям электроэнергии при ее передаче. Расходы электроэнергии на собственные нужды электросетевого комплекса (потери в сетях общего пользования) за последние 25 лет, с 1990 г., увеличились в 1,3 раза, с 8,6 до 11,2%, несмотря на огромные затраты в данный сектор электроэнергетики.

В электросетевом комплексе доля оборудования со сверхнормативным сроком службы составляет от 40 до 60%, потери в распределительных сетях – 8,3% против 7,5% в зарубежных компаниях. Следует отметить также низкий уровень автоматизации сетей 35-110, 220 кВ и особенно 6-20 кВ, который значительно отстает от аналогичного показателя в развитых странах. Только 38% от общего количества центров питания оснащены телесигнализацией и менее 16% имеют телеуправление.

Основой задачей технологического развития электросетевого комплекса является обеспечение надежного электроснабжения потребителей. Для решения указанной задачи в разрабатываются:

– новые токопроводящие материалы (проводниковые материалы нового поколения с улучшенными по сравнению со сталеалюми-

ниевыми проводами электрическими и механическими характеристиками);

- новое электротехническое, электромеханическое и электронное оборудование (полупроводниковые компенсаторы реактивной мощности, устройства ограничения токов короткого замыкания напряжением 35-500 кВ на основе полупроводниковых приборов, КРУЭ 110 220 кВ наружной установки с вакуумными выключателями, фильтрокомпенсирующих и т.д.);
- элементы цифровой подстанции разных уровней автоматизации (цифровые устройства релейной защиты и автоматики, приборы учета, поддерживающие цифровой обмен данными);
- новые средства и методы оперативно-диспетчерского и оперативно-технологического управления крупными электроэнергетическими системами, включая нелинейные модели высокой и сверхвысокой размерности со сложными рыночно-технологическими целевыми функциями;
- цифровые системы мониторинга и диагностики, позволяющие осуществить переход на ремонт электротехнического оборудования с планово-предупредительного на ремонт по состоянию;
- технологические и программные средства обеспечения кибербезопасности.

Необходимо продолжить работы по оптимизации структуры электрических сетей, прежде всего с целью сократить использование протяженных сетей низких классов напряжения, что позволит уменьшить потери электроэнергии при передаче.

Предусматривается переход:

- к цифровым подстанциям класса напряжения 35-110 (220) кВ;
- к цифровым активно-адаптивным сетям с интеллектуальной системой управления, включая системы автоматического управления, позволяющие регулировать напряжение по нескольким критериям качества электрической энергии, интеграцию в электрические сети всех видов ВИЭ и накопителей электрической энергии, зарядную инфраструктуру для электротранспорта, предоставление услуг сети «по резервированию».

Ожидается повышение доли композитных материалов в составе оборудования и строительных конструкций (опор высоковольтных линий). Технологический прорыв в силовой полупроводниковой электронике позволит перейти на новые коммутационные аппараты (полу-

проводниковые выключатели) на все классы напряжения до 1150 кВ. Расширение использования постоянного тока в сетях средних классов напряжения позволит снизить уровень потерь электрической энергии в них.

В более отдаленной перспективе ожидается появление электросетевого оборудования на базе недорогих *высокотемпературных сверхпроводниковых материалов* «комнатной температуры», включая токоограничители, силовые трансформаторы, кабельные линии переменного тока и постоянного тока, преобразователи. Для этого требуется решить комплекс сложных научно-технических задач, включая поиск соответствующих сверхпроводниковых материалов и разработки технологий изготовления на их основе элементов электросетевого оборудования. В настоящее время за рубежом и в стране сооружается несколько экспериментальных сетевых компонентов с использованием высокотемпературных сверхпроводников (ВТСП) так называемых сверхпроводников II поколения, работающих в среде жидкого азота. В их числе кабельные линии и трансформаторы.

В России разработан, изготовлен и испытан опытный образец трехфазного силового распределительного ВТСП трансформатора мощностью 1 МВА и напряжением 10/0,4 кВ. Обмотки его изготовлены из ВТСП провода II поколения, а магнитопровод из аморфной электротехнической стали. Испытания трансформатора показали возможность снижения тока холостого хода (ХХ) примерно в 5 раз, а потерь ХХ – в 2,8 раза, напряжения короткого замыкания (КЗ) в 1,7 раза и потерь КЗ – в 27 раз по сравнению с традиционными трансформаторами аналогичной мощности [1].

Интеллектуальные электроэнергетические системы. Достижения в развитии новых информационно-коммуникационных и сетевых технологий, сенсоров, силового электронного и другого электротехнического оборудования, систем автоматизированного и дистанционного управления технологическим оборудованием и перетоками энергии, методов прогнозирования спроса и предложения ТЭР и их ценовых атрибутов в реальном времени, программных средств обеспечения кибербезопасности (защита от вирусов и внешних воздействий) делают реальным создание интеллектуальных электроэнергетических систем различного масштаба. Это позволит добиться повышения надежности функционирования электроэнергетических систем, сокращения потерь энергии в сетях, снижения стоимости системных услуг по передаче, распределению и хранению энергии, диспетчеризации, сбыту и т.д.

Перспективным представляется развитие новых сетевых концепций: активно-адаптивных электрических сетей – для магистрального комплекса, технологических концепций Smart Grid и Energy Net – для распределительного комплекса. Это требует разработки широкого спектра новых технологий, включая:

- интеллектуальные технологии и программно-технические средства автоматизированного мониторинга и диагностики состояния оборудования в энергетических системах, в том числе высокочувствительных сенсоров, экспертных диагностических самообучаемых систем, «цифровых подстанций» (первичное и вторичное оборудование, устройств сопряжения, программного обеспечения) и др.;
- методы и технологии распределенного оптимального управления оборудованием и режимами работы сложных энергетических систем (в т.ч. имеющих объекты электрогенерации со стохастической энергоотдачей), с реализацией функций самонастройки, самоорганизации и самовосстановления оборудования и системы в целом, включая силовую электронику, устройства релейной защиты и автоматики, средства быстрой коммутации при двустороннем энергообмене и др. (*«адаптивная микросеть с активными потребителями», «микрогрид»*);
- методы и технические средства интеллектуального управления конечным электропотреблением по экономическому критерию в режиме реального времени на основе интеграции электрических и информационных сетей («энергетический Интернет»), включая «интеллектуальные счетчики» и т.д.;
- программные средства и нормативно-правовую базу для интеграции объектов распределенной генерации в торговой системе регионального (локального) рынка электроэнергии, оказания системных услуг и взаимного резервирования («виртуальная электростанция»).

Накопители энергии. В мире широким фронтом ведутся разработки разнообразных технологий накопления электрической энергии большой мощности и емкости, включая суточные и сезонные аккумуляторы. Особенно актуальной является разработка аккумуляторов энергии для применения в электроэнергетических системах с большой долей ВИЭ. В них аккумуляторы позволяют одновременно решить две сложных задачи:

1) освободить базовую зону графика электрических нагрузок от влияния ВИЭ и таким образом повысить эффективность работы в ней традиционных энергоустановок;

2) использовать электроэнергию от ВИЭ для покрытия пиковой зоны графика электрических нагрузок и таким образом повысить экономическую ценность ВИЭ.

В России масштабы разработки новых технологий аккумулирования электроэнергии пока не слишком велики. Наиболее интенсивно развиваются электрохимические технологии аккумулирования электроэнергии. Электрохимические аккумуляторы уже получили широкое распространение для питания мобильных устройств и на транспорте, а в стационарной энергетике – для резервирования электроснабжения потребителей. Между тем электрохимические аккумуляторы большой емкости и мощности могут сыграть важную роль в формировании систем распределенной генерации:

- обеспечить оперативный резерв мощности, стабилизацию электрофизических параметров локальных электроэнергетических систем, в том числе регулирование частоты и напряжения;
- обеспечить вовлечение в электробаланс ВИЭ со стохастической энергоотдачей;
- увеличить загрузку и эффективность работы традиционных электрогенерирующих установок, повысить качество электроснабжения конечных потребителей, сократить потери электроэнергии в электрических сетях и т.д.;

Целесообразно интенсифицировать разработки суперконденсаторов, обладающих ценными динамическими качествами. При относительно малой емкости они позволяют быстро выдавать большую мощность. Суперконденсаторы эффективно дополняют электрохимические аккумуляторы, покрывая быстропеременные нагрузки, что чрезвычайно важно в системах с большой долей ВИЭ.

Перспективными следует признать разработки технологий аккумулирования электроэнергии в «водородном цикле», включая электролизеры высокого давления, системы длительного хранения больших объемов водорода (возможно и кислорода) и низкотемпературные топливные элементы на водороде, обеспечивающие повышение эффективности использования ВИЭ с неравномерной и труднопредсказуемой энергоотдачей (солнечная и ветровая энергия).

Целесообразно продолжать НИОКР по созданию прочих типов сетевых технологий хранения энергии, включая супермаховики, воздухоаккумулирующие установки, сверхпроводящие индуктивные накопители электрической энергии и др., призванные обеспечить сглаживание пиковых нагрузок, выравнивание напряжения и силы тока, компенсирующие поставки электричества в условиях аварий в сетях. Разработки этих технологий в стране находятся на разных стадиях – от фундаментальных исследований до опытно-промышленных испытаний прототипов отдельных видов оборудования.

Теплосетевой комплекс. Общая протяженность теплопроводов в двухтрубном исчислении в системах централизованного теплоснабжения приближается к 170 тыс. км. Из них наибольшая доля (74%) приходится на сети малых диаметров от 200 мм и меньше. Доля трубопроводов диаметром более 600 мм составляет всего 3,6%. Около 40% тепловых сетей находится в муниципальной собственности. Значительная часть их крайне изношена. Низкие объемы реконструкции тепловых сетей недостаточны для поддержания их в требуемом техническом состоянии, что приводит к высоким потерям энергии при передаче С 1990 г. потери тепловой энергии в тепловых сетях общего пользования возросли в 1,3 раза (с 8,3 до 10,7%).

Техническое состояние теплосетевого хозяйства страны вследствие естественного старения оборудования является близким к критическому, а объемы замены – неудовлетворительными. В замене нуждается почти 30% тепловых сетей (более 48 тыс. км). Фактические объемы реконструкции и реновации недостаточны для поддержания исправного технического состояния тепловых сетей и не приводят к существенному снижению тепловых потерь, связанных с утечками теплоносителя и неэффективной тепловой изоляцией. Существенной проблемой является также нарушение гидравлических режимов тепловых сетей и разрегулировка систем теплоснабжения из-за невыполнения мероприятий по оптимальному распределению теплоносителя между различными потребителями.

Технологическое совершенствование систем теплоснабжения должно осуществляться на основе применения теплопроводов высокой заводской готовности (включая нанесение тепло- и гидроизоляции с использованием новых изоляционных материалов), эффективных способов их прокладки, современных запорно-регулирующих устройств, а также интеллектуальных систем управления режимами функционирования тепловых сетей.

В ближайшей перспективе наибольший эффект могут дать современные (количественные) методы регулирования отпуска тепла, независимые закрытые схемы подключения домов с установкой ИТП, новые конструкционные (в т.ч. композиционные) и теплоизоляционные материалы и функциональные покрытия для теплопроводов. Для этого необходима, в частности, разработка новых функциональных покрытий с низкой адгезией к солям жесткости, малой шероховатостью и высокими антикоррозионными свойствами для увеличения срока службы тепловых сетей и снижения их гидравлического сопротивления.

Применение передовых технических решений позволяет увеличить срок службы теплотрасс до 30-40 лет и более, снизить тепловые потери при транспортировке до 2-5%, снизить капитальные затраты на 15-20%, эксплуатационные – в 5-9 раз, ремонтные – в 3 раза, уменьшить время прокладки теплотрассы в 3-4 раза. Благодаря обязательной установке системы оперативного дистанционного контроля за уровнем влажности тепловой изоляции возможно кардинально уменьшить аварийность теплотрасс.

Литература

1. Первый в России ВТСП трансформатор 1 МВА, 10/0,4 кВ/ Э.П. Волков, Э.А. Джафаров, Л.С. Флейшман и др. // Известия Российской академии наук. Энергетика, № 5, с. 45-56.

5.2. Особенности развития интеллектуальных энергосистем с учетом фактора надежности

Вызовы современности и мировые тенденции развития энергосистем

Развитие современного общества в технологически развитых странах, а также центрах бурного экономического роста сталкивается с рядом проблем, обусловленных ограниченностью энергоресурсов и необходимостью эффективного использования энергии при производстве продукции и в жизнедеятельности в целом. Среди основных вызовов современности, оказывающие большое влияние на характер развития электроэнергетики, выделим следующие:

- постоянный рост энергопотребления, в том числе электропотребления;
- повышение требований к надежности энергоснабжения и качеству услуг конечных потребителей;
- изменчивые цены на энергоносители;
- стремление к использованию экологически чистых источников энергии и минимизации негативного воздействия на природу;
- глобализация рыночных отношений на континентальном и межконтинентальном пространстве, в том числе внедрение рыночных отношений в электроэнергетику.

В ответ на вызовы современности изменяется направление развития электроэнергетики, которая приобретает при этом ряд характерных особенностей:

- активное стимулирование энергосбережения и снижения потерь электроэнергии;
- стремительный рост «зеленой» генерации и распределенных источников электроэнергии;
- высокие стандарты надежности и качества электроснабжения;
- либерализация рынка электроэнергии и рост энергообменов между энергосистемами;
- рост информационной обеспеченности субъектов электроэнергетики и потребителей, и др.

В результате к современной электроэнергетической системе (ЭЭС) выдвигается ряд качественно новых требований, переводящих ее на

новую ступень развития. В первую очередь требования направлены на повышение эффективности использования энергии и надежности электроснабжения потребителей, а также на возможность значительно более гибкого участия субъектов рынка электроэнергии, в том числе потребителей электроэнергии, в режимном и противоаварийном управлении в соответствии с их индивидуальными особенностями. В числе таких требований необходимо выделить следующие:

- оптимальный выбор состава генерирующих источников, в том числе распределенной генерации;
- интеграция в ЭЭС разнородных источников электроэнергии, в том числе на основе возобновляемых энергоносителей;
- автоматическое обнаружение, устранение или уменьшение последствий нарушений в работе ЭЭС как на локальном, так и на системном уровне;
- возможность развития набора рыночных механизмов оказания системных услуг;
- стимулирующее управление спросом и принудительное ограничение электропотребления;
- устойчивость к воздействию угроз безопасности – физической, информационной и ресурсной;
- оптимальное использование и обслуживание производственных фондов электроэнергетики.

Следствием возрастания роли информационной коммуникации между участниками технологической цепочки: от производства до потребления электроэнергии, является соединение инфраструктуры силовой электрической части ЭЭС и информационно-коммуникационной инфраструктуры ЭЭС. Образование такого рода энергоинформационной системы является стратегической целью развития ЭЭС в ведущих странах Северной Америки и Западной Европы и представляет новый этап развития электроэнергетики в соответствии с требованиями времени [1, 2].

Технологические достижения и посылы к созданию интеллектуальных энергосистем

Рост координации с передачей функции принятия решений на уровень автоматических систем управления, повышение их адаптивности, способность к рефлексии, возможность комплексной оптимизации в ЭЭС позволяют говорить о существенном развитии интеллекта авто-

матических систем управления ЭЭС. Отличительной особенностью интеллектуальной ЭЭС (ИЭС) является способность самостоятельного принятия решений, самодиагностика и самовосстановление.

Идея интеллектуализации ЭЭС, родственная принципам кибернетического управления, в настоящее время получила возможность воплощения на более глубоком уровне. Во многом это обусловлено достижениями в технике и технологиях, предоставившими возможности, с одной стороны, мониторинга состояния больших энергосистем и гибкого управления потокораспределением мощности в электрической сети, а с другой стороны, развития распределенной генерации и микроэнергосистем у потребителей электроэнергии, интегрированных с ЭЭС.

В табл. 5.2.1 приведены некоторые примеры новшеств в области силового оборудования и информационных технологий, появление которых сформировало посылы к глубоким изменениям и переходу к ИЭС. Применение новых материалов для силового энергетического и электротехнического оборудования позволило увеличить плотность энергии, преобразуемой на объектах электроэнергетики, а также повысить ресурс и продолжительность межсервисного (межремонтного) интервала. Развитые информационные системы диагностики и контроля состояния оборудования, в том числе встроенные системы диагностики, предоставили возможность гибкого подхода к определению допустимой нагрузки и необходимости проведения технического обслуживания.

Особенно интенсивное развитие технологий в настоящее время наблюдается в области сверхмощных дальних электропередач, необходимых для связи крупных источников электроэнергии и центров потребления, и распределительного сектора ЭЭС, что отражает общую тенденцию к возрастанию роли потребителей и веса распределенной генерации. В связи с этим необходимо выделить развитие высоковольтной преобразовательной техники и высокоамперной техники на низком напряжении.

Следует отметить, что технологическое развитие связано не только с ростом технических параметров силового высоковольтного оборудования. Например, развитие электротехнической промышленности позволило повысить надежность выключателей, кабельных линий, преобразователей вида тока, что положительным образом сказывается на надежности функционирования ЭЭС и предоставляет новые возможности для новых схемных решений в развитии электрической сети, коммутационных узлов ЭЭС, схем электроснабжения потребителей.

На рис. 5.2.1 приведены основные технологии, характерные для определенного сектора ИЭС, как например, инфраструктура для электромобилей (EV), или охватывающих ИЭС в целом, информационно-коммуникационные технологии (ICT), которые играют существенную роль в интеллектуализации ЭЭС и повышении степени информационной интеграции субъектов электроэнергетики.

Ряд новых технологий, основанных на цифровой обработке информации, открыл новые возможности в управлении ЭЭС. Например, векторные измерения электрических параметров ЭЭС (WAMS) позволяют повысить качество решения задач оценивания состояния ЭЭС и мониторинга запасов устойчивости синхронных электрических машин. Развитая информационная сеть предоставила возможность контроля состояния распределенных источников энергии в диспетчерских центрах. Цифровые устройства релейной защиты и автоматики позволяют реализовывать более совершенные алгоритмы обнаружения и локализации нарушений в работе ЭЭС. Использование информационной шины на цифровой подстанции расширяет возможности контроля и управления, в том числе дистанционного. Интеллектуальные средства измерений (AMI) у потребителей электроэнергии позволяют точнее контролировать электропотребление и реализовывать стимулирующие механизмы управления спросом.

В связи с изменением роли потребителей существенную трансформацию в ЭЭС претерпевает распределительная сеть, которая становится активным элементом ИЭС: она становится наблюдаемой, телеуправляемой, а потребители проявляют адаптивность к режимным и рыночным условиям функционирования ИЭС с целью повышения экономической эффективности энергопотребления.

Совокупность технологий на стороне потребления (Demand side integration [4]), включающих распределенную генерацию, накопители энергии, отключаемую нагрузку и др. технологии, позволяет получить ряд новых эффектов (рис. 5.2.2):

- снижение или смещение пика нагрузки и выравнивание графика нагрузки;
- возможность двустороннего обмена энергией с энергосистемой;
- автоматическая синхронизация с ЭЭС;
- ограничение токов к.з. и обеспечение качества электроэнергии;
- возможность бесперебойного электроснабжения, в том числе при аварийном отделении от ЭЭС, с обеспечением требуемого качества по частоте и напряжению электрического тока на шинах потребителя.

Таблица 5.2.1

Примеры технологических новшеств в ЭЭС

Силовое энергетическое и электротехническое оборудование	
Производство электроэнергии	• Парогазовые и пылеугольные энергоблоки высокой эффективности (КПД порядка 60 и 48% соответственно) • Ветроустановки и ветропарки большой установленной мощности (установки по 2–5 МВт и более, станции по несколько сотен МВт) • Солнечные электростанции (десятки и сотни МВт) • Установки распределенной генерации на стороне потребителя
Преобразование электроэнергии	• Мощные транзисторы и тиристоры (IGBT, IGTC) • Тиристорные установки HVDC (мощностью до 9 ГВт на два полюса и напряжение до ±800 кВ) • Транзисторные установки HVDC-Light (мощностью до 500 МВт и напряжение ±200 кВ)
Передача электро-энергии	• Кабельные передачи постоянного тока с изоляцией из сшитого полиэтилена (мощностью более 1 ГВт) • ВЛ с высокотемпературными проводами повышенной нагрузочной способности (ACAR, AAAC) • Силовые коммутационные аппараты с высоким коммутационным ресурсом и номинальными параметрами (напряжение до 1200 кВ, токи к.з – 80 кА на высоком напряжении и 200 кА на генераторном) • Управляемые электропередачи (FACTS, VSC, UPFC) • Газоизолированные линии и трансформаторы • Кабели и токоограничивающие устройства на базе ВТСП • Аккумуляторные батареи большой емкости
Потребление электроэнергии	• Энергосберегающие бытовые приборы • Электромобили • Накопители энергии
Информационно-коммуникационные технологии и технологии управления	
Режимное и противоаварийное управление	• Автоматические переключения и реконфигурация сети • Оценка надежности ЭЭС в оперативном режиме • Динамическая оценка состояния ЭЭС по данным синхронных векторных измерений (WAMS) • Глобальная система защиты и противоаварийного управления (WAMPAC)
Управление потреблением электроэнергии	• Развитые системы измерений (Advanced Metering Infrastructure – AMI) • Микроэнергосистема (microgrid) • Технологии «умный дом/офис»

Окончание табл. 5.2.1

Мониторинг состояния оборудования	• Интеллектуальные устройства контроля и управления (Intelligent Electronic Device – IED) • Геоинформационные системы управления производственными фондами
Обработка и передача информации	• Мультиагентные технологии для создания многоуровневой, распределенной системы управления • Нейронные сети, методы и технологии распределенных вычислений, технология информационного облака • Мощные вычислительные машины, быстрые каналы связи, развитая сеть интернет

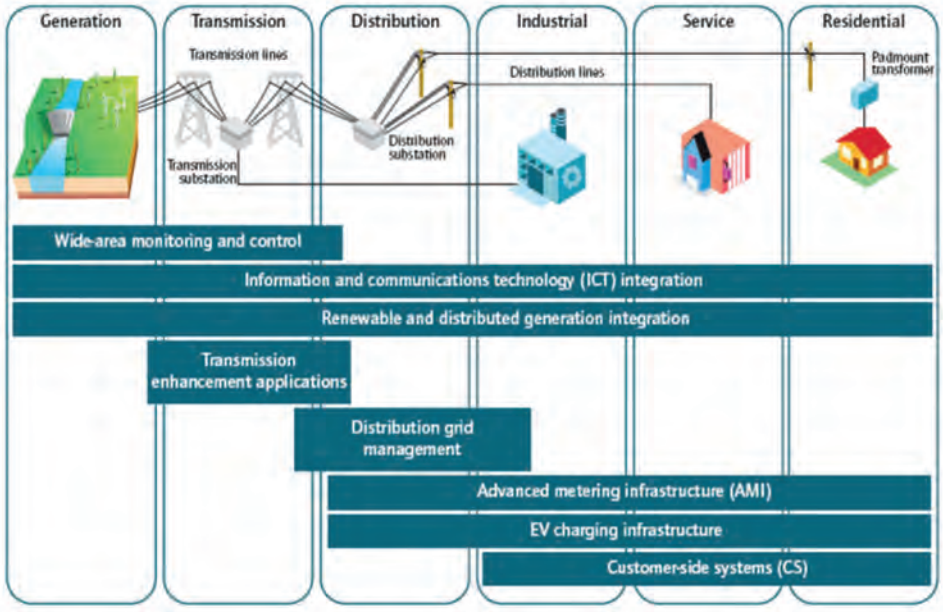


Рис. 5.2.1. ***Области применения технологий Smart Grid [3]***

В целом создание ИЭС сопровождается внедрением множества новых технологий во всех секторах ЭЭС: от производства, передачи и распределения электроэнергии до конечных потребителей, и нарастание соответствующих информационно-коммуникационных связей. На рис. 5.2.3 схематично показан переход от традиционной ЭЭС к ИЭС по мере повышения функциональных возможностей и качества ЭЭС как сложной системы. Развитие центра управления привело к разделению на центры управления передачей электроэнергии и центры управления распределительной сетью. Развитие внутренних сетей у потреби-

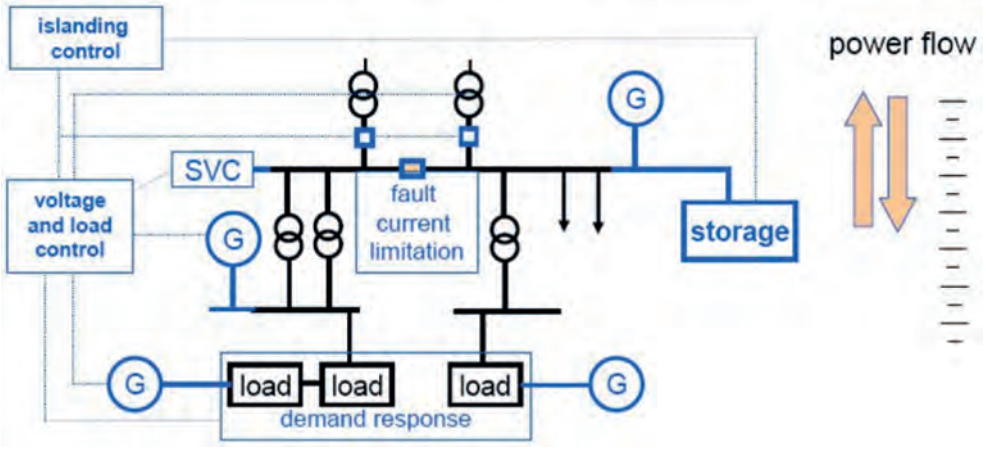
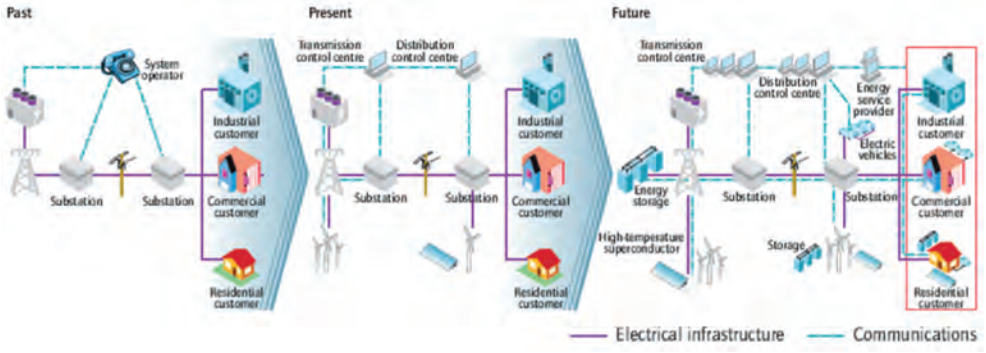


Рис. 5.2.2. ***Развитие распределительной сети в ИЭС [5]***



—— электрическая инфраструктура
- - - коммуникационная инфраструктура

Рис. 5.2.3. ***Интеллектуализация ЭЭС: вечера – сегодня – завтра [3]***

теля приводит к появлению сервисных организаций по комплексному управлению энергопотреблением предприятий и зданий. Односторонняя связь с распределенными источниками энергии развивается с формированием обратной связи для гибкого управления распределенной генерацией.

Развитие идеологии и концептуальных моделей интеллектуальной ЭЭС

Первоначально концепция построения ИЭС в зарубежных странах – Smart Grid была направлена на развитие систем электроснабжения конечных потребителей с установкой систем контроля и

управления электропотреблением (Smart Metering) и обеспечение возможности подключения к ЭЭС источников распределенной генерации, в первую очередь автономных ветроустановок и фотоэлектрических панелей. Сегодня идеология развития Smart Grid включает практически все основные области деятельности в электроэнергетике и соответствующие технологические и информационно-коммуникационные связи между ними.

Термин Smart Grid не получил единого определения. Для характеристики разнообразия вкладываемого в это понятие смысла приведем ряд определений ведущих организаций США (EPRI, IEEE) и Западной Европы в области разработки идеологии Smart Grid.

Smart Grid относится к модернизации системы электроснабжения, направленной на возможность мониторинга, защиты, оптимизации функционирования всех элементов ЭЭС – централизованной и распределенной генерации, высоковольтной передающей и распределительной сети, промышленных потребителей и систем управления зданиями, накопителей энергии, конечных потребителей, электрического транспорта, бытовых приборов [6].

Smart Grid – совокупность энергетических, коммуникационных и информационных технологий для усовершенствованной инфраструктуры электроснабжения, обеспечивающая непрерывную эволюцию устройств конечного применения [7].

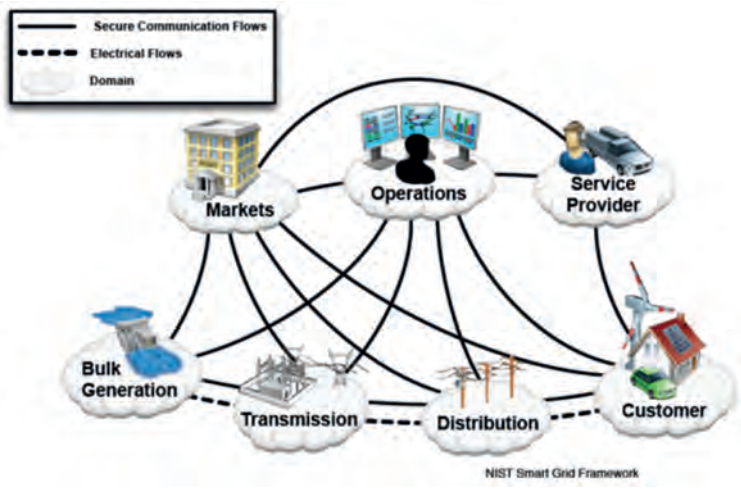
Smart Grid – электрическая сеть, которая может экономически эффективно объединять режимы и действия всех присоединенных пользователей – генераторов, потребителей и их объединения для обеспечения экономически эффективной и устойчивой энергосистемы с малыми потерями, высоким качеством и надежностью электроснабжения и безопасностью [8].

Общая отличительная черта Smart Grid в приведенных определениях – усиление интеграции всех субъектов электроэнергетики и потребителей электроэнергии на базе двустороннего коммуникационного обмена и использования инновационных технических решений в энергетической части энергосистемы для обеспечения экономичного и надежного функционирования ИЭС.

Реализация стратегических целей формирования качественно новой энергосистемы начинается с построения модели ИЭС, которая необходима для формирования планов, разработки требований и технической документации, унификации стандартов и подходов для объединения множества сетей и оборудования в единую систему Smart Grid.

Функциональная модель Smart Grid, представленная Национальным институтом стандартов и технологий США (NIST) в 2009 г., выделяет основные области деятельности в электроэнергетике, представленные семью областями – доменами, объединенными технологическими и коммуникационными связями (рис. 5.2.4):

- оптовая генерация (Bulk Generation);
- передача электроэнергии (Transmission);
- распределение электроэнергии (Distribution);
- оперативное управление (Operations);
- потребитель (Customer);
- рынки (Markets);
- сервисная организация (Service provider).



—— безопасные коммуникационные потоки
- - - электрические потоки

Рис. 5.2.4. ***Концептуальная модель Smart Grid [9]***

В концептуальной модели NIST оперирует двумя ключевыми понятиями – действующие субъекты (actors) и прикладные задачи (applications). Действующие субъекты включают устройства, системы, программы и заинтересованных лиц, принимающих решения и обменивающиеся информацией для решения прикладных задач.

Прикладные задачи выполняются внутри доменов одним или несколькими субъектами. Например, домен оперативного управления включает следующие задачи: мониторинг состояния сети, автоматиче-

ское или ручное управление на подстанциях, устранение отказов, оптимизацию ремонтов, формирование отчетности, расчеты для оценки надежности, тренировку диспетчерского персонала, управление основными активами, оперативное планирование, обслуживание оборудования и проведение строительных работ, планирование долгосрочного развития, поддержку потребителей.

Функциональная дифференциация в модели Smart Grid необходима для определения зон ответственности субъектов ИЭС, унификации интерфейсов взаимодействия и определения круга вопросов, требующих дополнительного исследования при переходе к ИЭС.

Информационно-коммуникационное взаимодействие (рис. 5.2.5) между различными доменами осуществляется по информационным сетям локального уровня: сети подстанций (Substation LAN) и зданий (Premises Networks), а также системного уровня: корпоративная сеть оператора передачи и распределения электроэнергии (Enterprise Bus), глобальные информационные сети (Field Area Network, Wide Area Network), сеть общего доступа (Internet).

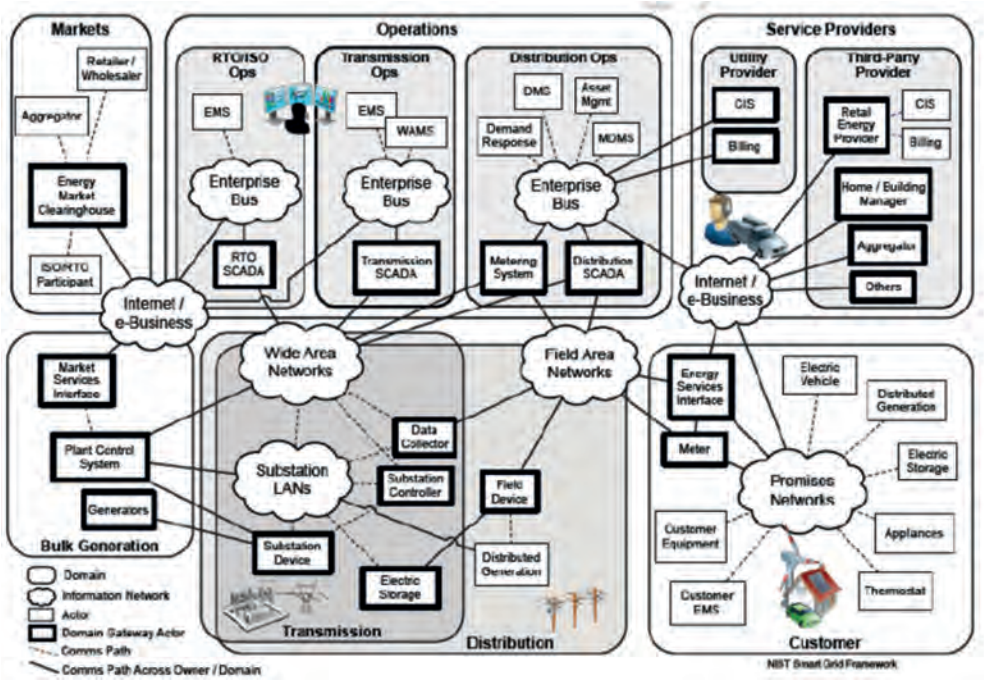


Рис. 5.2.5. ***Модель информационного взаимодействия в Smart Grid [9]***

Особенности обеспечения надежности и безопасности ИЭС

В Smart Grid используются различные сети связи, в том числе ресурсы публичных сетей – Интернет. Такое расширение границ ЭЭС с вовлечением коммуникационных сетей увеличивает сложность системы и повышает риск надежного и безопасного функционирования ИЭС, что требует переосмысления подходов к обеспечению надежности и безопасности ЭЭС.

Надежность гетерогенной системы в равной степени зависит от надежности ее информационной и энергетической частей. Вместе с тем подходы к обеспечению надежности и требования к уровню надежности информационных и электроэнергетических систем различны. Например, существующие стандарты надежности функционирования ЭЭС характеризуются готовностью обеспечить спрос на электроэнергию от 99,9% до 99,97% (простой в среднем от 9 до 3 ч в год) [10], а готовность современных информационных центров составляет порядка 99,9999% (простой порядка 30 с в год).

В энергоинформационной системе необходимо решать вопрос о сбалансированности требований к надежности составляющих систему частей. При этом безусловный приоритет по-прежнему должен остаться за обеспечением надежного электроснабжения потребителей.

Обеспечение надежности ИЭС включает решение следующих основных задач:

- уменьшение уязвимости к физическим и информационным атакам;
- минимизация длительности и последствий аварийных отключений;
- возможность оптимизации средств обеспечения надежности, коммуникаций, самонастройки и принятия решений.

Ключевыми характеристиками ИЭС являются возможность автоматически предотвращать или уменьшать перерывы электроснабжения, развивая задачи превентивного режимного и противоаварийного управления, решать задачи управления качеством электроснабжения, контроля протекания аварий, в том числе каскадного типа, а также процесса восстановления электроснабжения. Достижение этих эффектов возможно при насыщении ЭЭС техническими средствами, повышающими информативность процессов и интеллектуальность управления в каждом критическом узле и обеспечивающими мгновенную обратную связь.

В первую очередь в ИЭС повышается качество обратной связи с конечными потребителями электрической энергии, что предоставляет новые возможности в обеспечении надежности распределительной сети за счет следующих мер:

- использование средств автоматического обнаружения нарушений;
- автоматизация подстанций и уменьшение времени оперативных переключений;
- повышение адаптивности средств релейной защиты к меняющимся режимным ситуациям;
- управление конечным спросом за счет автоматизации электроприемников для непосредственного управления и экономического стимулирования следования желаемому графику нагрузки;
- оптимизация использования мощностей «большой» генерации, распределенной генерации и накопителей энергии для взаимного резервирования;
- динамическое изменение пределов нагрузочной способности оборудования электрической сети в соответствии с физическими условиями работы.

В части обеспечения системной надежности ИЭС располагает новыми средствами повышения наблюдаемости электрического режима и управляемости основной электрической сети:

- система контроля запасов устойчивости ЭЭС и электрической нагрузки основного оборудования;
- автоматизированные подстанции и управляемые электропередачи на базе FACTS и HVDC;
- адаптивные системы управления ЭЭС в аварийных ситуациях, автоматические регистраторы переходных процессов и нарушений;
- мониторинг технического состояния силового оборудования и прогнозирование его ресурса;
- средства моделирования ЭЭС, в т.ч. прогнозирования мощности генерации на базе возобновляемых источников энергии, системы информационной поддержки принятия решений.

Сложная архитектура информационно-коммуникационных сетей ИЭС позволяет более глубоко воздействовать на функционирование энергосистемы на любом уровне, однако обратной стороной медали является уязвимость ИЭС к кибератакам. В настоящее время при разработке концептуальных моделей и проектов Smart Grid вопросу

обеспечения кибербезопасности уделяется значительное внимание. Применительно к Smart Grid кибербезопасность включает конфиденциальность, целостность и готовность всех информационных систем. Основное требование к обеспечению безопасности – предотвращение риска каскадных отказов.

Законодательная поддержка и стандартизация Smart Grid, пилотные проекты

Реализация идеологии Smart Grid за рубежом происходит во взаимодействии правительства страны, научного сообщества, энергокомпаний, муниципалитетов, промышленности и носит характер больших проектов с международным участием.

В США создание Smart Grid является задачей государственной важности, которая определена в Законе об энергетической независимости и безопасности 2007 г.[5] (EISA, Title XIII, Sec. 1301): «Национальная политика США заключается в модернизации передающей и распределительной электрической сети для поддержания надежной и безопасной инфраструктуры для обеспечения будущих потребностей ... и построения Smart Grid». В Законе также даны основные характеристики Smart Grid. Законом EISA предусмотрено финансирование грантов на демонстрационные проекты Smart Grid (в размере 100 млн долл. ежегодно в течение 2008-2012 гг., при этом доля государства в проекте не может превышать 50%), а также компенсации в размере 20% инвестиций в Smart Grid вне демонстрационных проектов.

Закон о восстановлении американской экономики и реинвестициях[6] (ARRA) расширил объем финансирования проектов Smart Grid в США. В 2009 г. было объявлено о финансировании 100 грантов по проектам Smart Grid на общую сумму 3,4 млрд долларов. Дополнительно федеральное правительство выделило кредит 4,7 млрд долл. под обязательства частных компаний, энергокомпаний, городов и других партнеров в осуществлении энергоэффективных проектов. Согласно Закону на модернизацию энергосистемы США, в т.ч. с применением технологий Smart Grid, выделено 11 млрд долларов.

С 2008 г. под эгидой EPRI (США) реализуется 11 международных пилотных проектов Smart Grid с участием крупных энергоснабжающих

[5] Energy Independence and Security Act of 2007.

[6] The American Recovery and Reinvestment Act of 2009.

компаний США (AEP, ConEdison и др.), Франции (EDF) и Ирландии (ESB Networks) [11, 12]. Цель проектов – опробование технологий Smart Grid, при этом перечень применяемых технологий Smart Grid в проектах различен, однако наиболее часто исследуются следующие технологии:

- распределенные энергоресурсы – управление спросом, накопители тепло- и электроэнергии, солнечные электроустановки;
- стандарты связи – электроустановки потребителей, передача и распределение электроэнергии, кибербезопасность, Интернет;
- программы стимулирования к участию в режимном управлении;
- планирование и ведение режимов – наблюдаемость распределенных источников энергии, средства моделирования и имитации.

Аналогичная поддержка развитию Smart Grid оказывается в Западной Европе. Так, Европейская стратегия по устойчивой, конкурентной и безопасной энергетике 2006 г. в числе 6 приоритетных целей определяет развитие «умных» электрических сетей для обеспечения надежного электроснабжения потребителей. Соглашение Совета Европы от 2007 г. по мерам борьбы с изменениями климата определяет энергетическую стратегию «20-20-20» (достижение к 2020 г. ряда целей: покрытие 20% потребления электроэнергии от возобновляемых источников, снижение на 20% выбросов парниковых газов и повышение на 20% энергоэффективности). Важную роль в достижение стратегических целей должна сыграть электроэнергетика, и в частности Smart Grid.

Директива 2006/32/EC[7] по энергоэффективности направлена на активное внедрение интеллектуальных измерительных систем. Директива 2002/91/EC[8] по энергоэффективности зданий поддерживает создание децентрализованных источников энергии на базе возобновляемых ресурсов и развитие интеллектуальных систем учета. Директива 2009/28/EC[9] по возобновляемым источникам направлена на развитие интеллектуальной сети и инфраструктуры электроэнергетики.

В Западной Европе осуществляется ряд проектов Smart Grid [13], наиболее крупными из которых являются:

[7] Directive 2006/32/EC of the European parliament and of the Council of 5 April 2006 on energy end-use efficiency and energy services and repealing Council Directive 93/76/EEC.

[8] Directive 2002/91/EC of the European parliament and of the Council of 16 December 2002 on the energy performance of buildings.

[9] Directive 2009/28/EC of the European parliament and of the Council of 23 April 2009 on the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC.

- Fenix – гибкие электрические сети;
- Microgrids – интеграция модульных малых источников электроэнергии в низковольтную сеть;
- Address – активные распределительные сети с управлением распределенной генерацией и спросом;
- EU-deep – интеграция распределенной генерации;
- Twenties – интеграция ветрогенерации.

На рис. 5.2.6 представлена диаграмма инвестиций в Европейском союзе в различные технологии Smart Grid. При этом наибольшая доля приходится на интеллектуальные системы учета (Smart Metering). В Европейском союзе предусматривается внедрение таких систем до уровня 80% к 2020 г. и полное покрытие к 2022 году. При этом предлагается оснащать все вновь сооружаемые и реконструируемые здания интеллектуальными системами учета.

Вопросы стандартизации при формирования интеллектуальной ЭЭС находятся в центре внимания ведущих международных организаций и институтов:

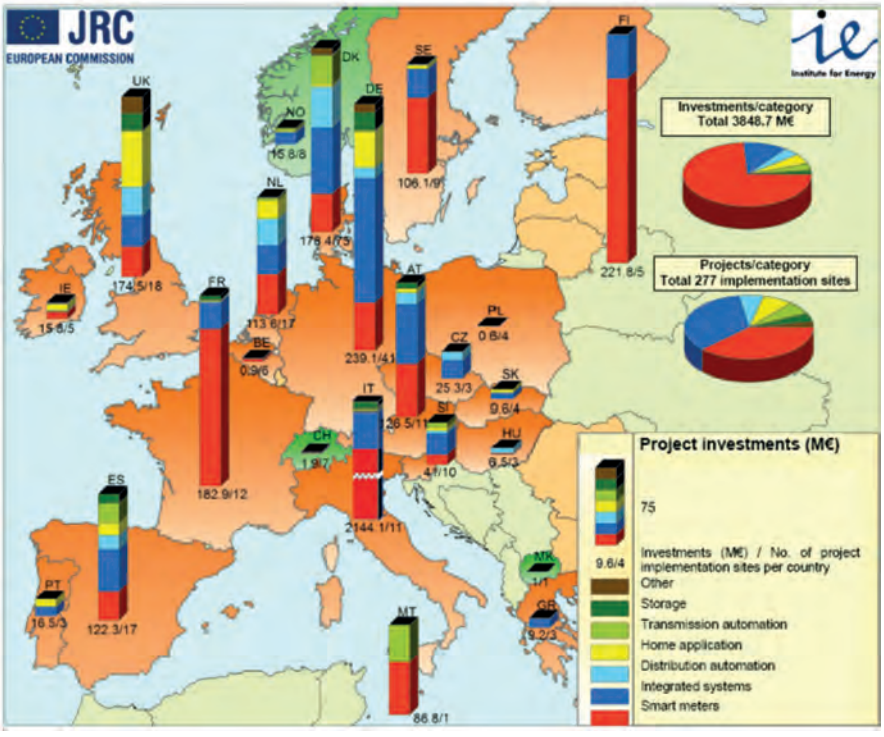


Рис. 5.2.6. ***Инвестиции в Smart Grid в Европейском союзе [14]***

- Международной электротехнической комиссии – МЭК (IEC);
- Международного совета по большим электрическим системам (CIGRE);
- Европейского комитета по стандартизации (CEN и CENELEC);
- Европейского института по стандартизации в области телекоммуникаций (ETSI);
- Института инженеров электротехники и электроники (IEEE);
- Национального института по стандартам и технологиям США (NIST);
- Института исследований в электроэнергетике (EPRI).

Законодательная поддержка созданию ИЭС в США (федеральные законы EISA и ARRA) дополняется институциональной и финансовой поддержкой. Федеральная энергетическая комиссия (FERC), согласно EISA, оказывает институциональную поддержку нормотворческой деятельности по принятию стандартов и протоколов, необходимых для функционирования Smart Grid. Минэнерго США, согласно ARRA, софинансирует соответствующие гранты, демонстрационные проекты и исследования.

Головным разработчиком стандартов для Smart Grid в США является NIST, при котором создана рабочая группа (SGIP), объединяющая более 75-ти организаций и 1790 членов по 22-м направлениям стандартизации. В SGIP действует 2 постоянных комитета и рабочая группа по кибербезопасности, а также порядка 10-ти экспертных групп (передачи и распределение, промышленные и бытовые потребители, интернет-протоколы, терминология и др.).

NIST выделяет 8 приоритетных направлений стандартизации Smart Grid [9]:

- управление спросом и энергоэффективность;
- мониторинг ЭЭС на большой территории;
- накопители энергии;
- электрический транспорт;
- сети связи;
- развитая инфраструктура измерений;
- управление распределительными сетями;
- кибербезопасность.

Нормотворческая деятельность NIST проводится гармонизировано с деятельностью организаций Европы (ETSI, CEN, CENELEC). Начато

взаимодействие с МЭК и со странами Азии (Китай, Южная Корея и Япония) по гармонизации подходов к построению Smart Grid.

Следует отметить, что ряд стандартов международного уровня, на которых может основываться проектирование и функционирование элементов Smart Grid, уже существует (рис. 5.2.7). Например, это стандарты для цифровой подстанции серии МЭК 61850, стандарты МЭК 61970/61968 единой информационной модели CIM, стандарт IEEE 802.15.4 по взаимодействию с устройствами потребителей по протоколу ZigBee и др.

Рис. 5.2.7. ***Стандарты для Smart Grid [15]***

Технический комитет 57 МЭК разрабатывает международные стандарты (рис. 5.2.8) для EMS, SCADA, автоматики распределительных сетей, информационного обмена, управления в реальном времени и др., которые будут использоваться при планировании, функционировании и эксплуатации ИЭС [16].

В области информационной безопасности разработаны стандарты МЭК серии 62351, стандарт IEEE 1686-2007 по безопасности подстанционных интеллектуальных устройств (IED). В Северной Америке в области обеспечения кибербезопасности энергосистем действуют стандарты надежности NERC серии CIP (Защита критически важной инфраструктуры) [17].

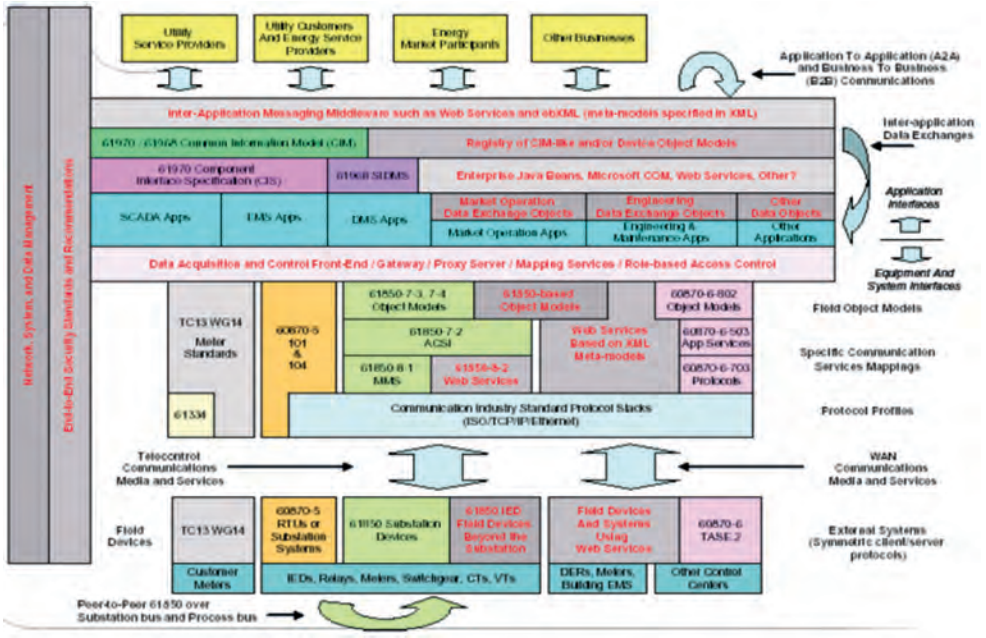


Рис. 5.2.8. ***Стандарты МЭК в области систем управления***

Ряд нормативно-технических документов подлежит пересмотру или дополнению. Например, Эксплуатационный кодекс системных операторов континентальной Европы [18] в части 6 (Коммуникационная инфраструктура) отмечает ограниченность возможностей единого информационного канала передачи данных и запрещает прямое подключение устройств векторных измерений (PMU) без концентраторов данных.

В Европейском союзе стратегические направления создания Smart Grid представлены в технологической платформе, устанавливающей приоритетные задачи на период до 2020 г. и далее, а также принципы участия в проектах. Действует специальная рабочая группа по Smart Grid, направленная на проработку прикладных задач развития Smart Grid.

Направления развития стандартизации в области взаимодействия субъектов Smart Grid показаны на рис. 5.2.9 на примере концептуальной модели, предложенной в совместном документе CEN-CENELEC-ETSI [19], и включают, например, интерфейс оператор энергосистемы – сервисная организация, передачу и распределение электроэнергии – распределенная генерация, потребителя – рынок.

На международном уровне деятельности по стандартизации Smart Grid следует также выделить МЭК, в которой создана рабочая группа (IEC SG3) с участием экспертов из 14-ти стран. Группа SG3 разрабаты-

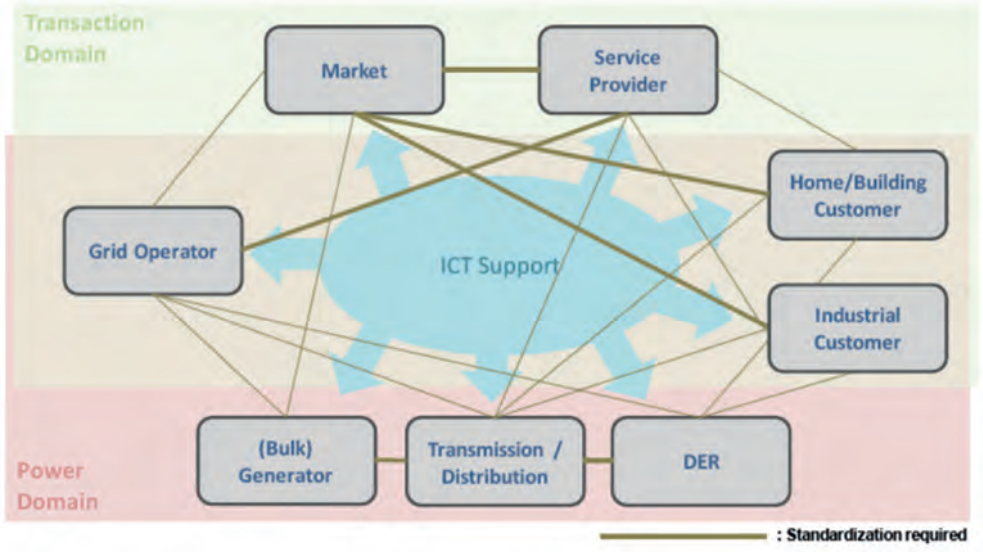


Рис. 5.2.9. ***Концептуальная модель Smart Grid и направления стандартизации***

вает принципиальную схему стандартизации, включающую протоколы и стандарты взаимодействия устройств и систем Smart Grid. Внедрение технологий Smart Grid, согласно планам МЭК, включает разработку широкого круга стандартов для силовых и информационных устройств и систем [20]:

- устройства FACTS, ВПТ/ППТ, информационные сети подстанций;
- системы режимного и противоаварийного управления – оценивание состояния с помощью векторных измерений (PMU), анализ надежности по критерию N-1, оптимизация потокораспределения, системы WAMS и WAMPAC;
- SCADA в распределительных сетях, система планирования ремонтов (OMS), управление нагрузкой и электропотреблением, системы GIS, автоматизация переключений, развитые измерительные устройства (AMI), локальные электросети потребителей, CIM модель;
- автоматизация подстанций – релейная защита, удаленное управление, контроль и диагностика состояния оборудования, взаимодействие интеллектуальных устройств (IED), обмен данными по шине процесса.

Заключение

1. Приведенный анализ тенденций развития ЭЭС показывает огромное внимание ведущих стран мира к построению ИЭС.

2. Реализация идеи интеллектуализации ЭЭС в России требует учета ряда специфичных особенностей, например: протяженный характер ЭЭС, большая концентрация мощности на крупных электрических станциях и подстанциях, низкий уровень автоматизации распределительных сетей, мониторинг и диагностика оборудования.

Основные ожидания, связанные с реализацией ИЭС, включают достижение следующих целей и возможностей в соответствующих секторах электроэнергетики:

- производство электроэнергии – повышение степени готовности электростанций при авариях в ЭЭС;
- передача электроэнергии – автоматическая реконфигурация электрической сети и более гибкое распределение потоков электроэнергии;
- распределение электроэнергии – повышение уровня наблюдаемости электрической сети и внедрение телеуправления;
- потребление электроэнергии – обеспечение технологического присоединения к ЭЭС, включая потребителей и источники распределенной генерации, задач саморезервирования.

Энергосистема в целом должна получить следующее развитие при переходе к ИЭС:

- идентификация расчетной модели ЭЭС с помощью технологии синхронных измерений;
- совершенствование системы противоаварийного управления с реализацией принципов прогнозирования развития аварийных ситуаций с оптимальным управлением в динамических режимах;
- контроль и управление электропотреблением со стороны диспетчерских центров;
- повышение надежности и качества электроснабжения, снижение времени восстановления электроснабжения при аварийном отключении.

3. Необходимы механизмы законодательной и институциональной поддержки построения ИЭС, в том числе стандартизация технических требований к интерфейсам взаимодействия в секторах электроэнергетики, а также проработка пилотных проектов.

4. При создании ИЭС возникают новые условия в части требований по надежности, а именно: сбалансированности требований по надежности технологической инфраструктуры, информационных технологий, коммуникационных интерфейсов. При этом возникает риск роста уязвимости ИЭС вследствие увеличения точек доступа, циркуляции информационных потоков и неадекватного поведения автоматических систем управления при возрастании сложности объекта и системы его управления.

Обеспечение надежности ИЭС должно включать проработку и решение ряда задач:

- нормативное закрепление понятия «надежность ЭЭС» (в ФЗ-№35 «Об электроэнергетике») с учетом особенностей технической стандартизации в электроэнергетике, выведенной из области технического регулирования (ФЗ-№184 «О техническом регулировании» в ред. 06.12.2011);
- формализацию требований системной надежности (Технологические правила работы ЭЭС – проект, Правила оптового рынка, Стандарты надежности NERC);
- обеспечение надежности электроснабжения (Правила розничного рынка, Стандарты IEEE и др.);
- ретроспективную оценку и перспективный прогноз надежности (методики NERC, UCTE, Коми НЦ УрО РАН, ИСЭМ СО РАН и др.);
- оценку качества электроснабжения, включая качество продукции и услуг (стандарты EN, МЭК, ГОСТ);
- механизм распределения ответственности между контрагентами (по примеру функциональной модели NERC);
- систему мониторинга надежности и качества (Стандарт IEEE 1366);
- стандартизацию требований (выпуск стандартов).

Литература

1. The Smart Grid: An Introduction, the U.S. Department of Energy, 2008. – 48 с.

2. European Smart Grids Technology Platform Smart Grids - Vision and Strategy for Europe's Electricity Networks of the Future, 2006. – 22 с.

3. Technology roadmap - Smart Grid / International Energy Agency, 2011. – 52 с.

4. Demand Side Integration / CIRGE TB 475, WG C6.09, 2011. – 144 с.

5. Terwiesch P. Towards a stronger and smarter grid - an industrial technologist's view on needs, promising steps, and open challenges // 43-rd CIGRE Session Opening panel, Paris, 2010.

6. Estimating the Costs and Benefits of the Smart Grid / EPRI Technical report No.1022519, 2011. – 162 с.

7. IEEE Std 2030-2011 Guide for Smart Grid Interoperability of Energy Technology and Information Technology Operation with the Electric Power System (EPS), End-Use Applications, and Loads. – 126 с.

8. European Technology Platform Smart Grids – Strategic Deployment Document for Europe's Electricity Networks of the Future, 2010. – 69 с.

9. NIST Framework Release and Roadmap for Smart Grid Interoperability Std – Release 2 (Draft) 2011. – 209 с.

10. Кучеров Ю.Н., Федоров Ю.Г. Развитие нормативного и методического обеспечения надежности сложных энергосистем и энергообъединений в условиях либерализованной энергетики // ЭЛЕКТРО. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность, 2010, № 6. С. 2-11.

11. EPRI Smart Grid Demonstration Initiative, 2010. – 24 с.

12. Дуглас Д. Best practice проектов по внедрению интеллектуальных сетей //Энергорынок, № 11, 2011. с. 46-49.

13. Murtaza Hashmi Survey of smart grids concepts worldwide/VTT Technical Research Centre of Finland, 2011. – 75 с.

14. Communication from the Commission to the European parliament, the Council, the European economic and social committee and the Committee of the regions. Smart Grids: from innovation to deployment. COM(2011) 202 final.

15. Савинов А.А. Роль стандартизации в построении интеллектуальных электроэнергетических систем Smart Grid / Выставка «Электрические сети России 2011», Москва, 29.11.2011-02.12.2011.

16. Technical and Commercial Standardisation of DER - microGrid Components / CIGRE TB 423, WG C6.10, 2010. – 129 c.

17. Reliability Standards Set / NERC, 2010. – 1074 c.

18. Operation handbook / ENTSO-E RG CE, 2-nd release, 2010.

19. CEN/CENELEC/ETSI Joint Working Group Report on Standards for Smart Grids, 2011. – 141 c.

20. Smart Grid Standardization Roadmap / International Electrotechnical Commission, 2010. – 136 c.

5.3. Инновации в электросетевом комплексе

Формирование единых национальных энергосистем в мире происходит на базе мощных дальних электропередач (ДЭП) сверхвысокого и ультравысокого напряжения (СВН и УВН), образующих в совокупности основную электрическую сеть, на которую возлагается задача обеспечения экономичного и надежного функционирования всего энергообъединения.

Совершенствование ДЭП связано с повышением таких показателей, как пропускная способность, экономическая эффективность, надежность, управляемость, ремонтопригодность и снижением экологического влияния.

Используемые в настоящее время в мире и рекомендуемые к применению ДЭП подразделяются (рис. 5.3.1) на трехфазные ЭП (ТЭП) и нетрадиционные ЭП переменного тока, а также передачи постоянного тока (ППТ). Во всех отмеченных электропередачах в качестве передающего звена используется воздушная линия [1].

Рис. 5.3.1. ***Типы дальних электропередач***

Однако есть немало предложений, когда в качестве передающего элемента рассматриваются беспроводные, газовые и криогенные линии. Поскольку такие ЭП для дальнего транспорта электроэнергии практически непригодны, они отнесены к классу экзотичных ЭП.

В конце второго раздела освещается проблема передачи электроэнергии на сверхдальние расстояния 2000-4000 км на переменном токе и ее решение с использованием полуволновой технологии.

Трехфазные электропередачи

В настоящее время повсеместно применяемыми являются ЭП в трехфазном исполнении с обычными линиями. В состав ТЭП входят три основных элемента: подстанции (ПС), линии электропередачи (ЛЭП) и устройства реактивной мощности (УРМ). Изменить свойства и показатели ТЭП можно за счет нововведений как в один из отдельных элементов электропередачи, так и в целом в ТЭП (рис. 5.3.2).

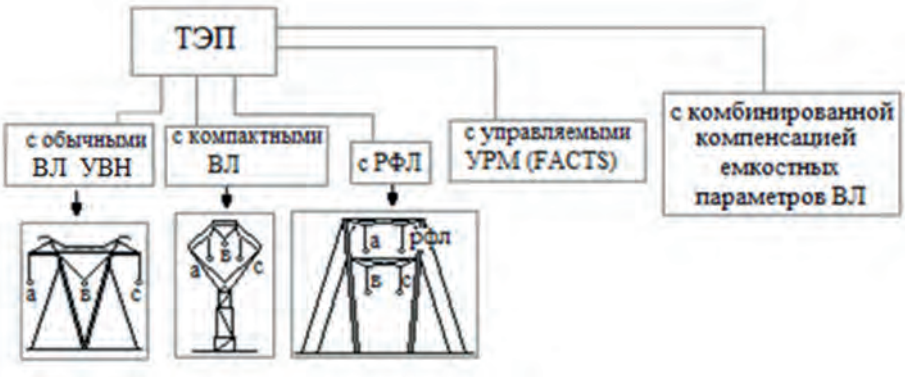


Рис. 5.3.2. ***Инновации в области трехфазных ЭП***

Инновации в области ТЭП традиционно связаны с освоением все более высоких классов напряжения применительно к обычным ВЛ и на данном этапе – с созданием ЭП УВН. В заметной степени инновации в области ТЭП связаны с усовершенствованием конструкций ВЛ. В последние десятилетия значительный научно-технический прогресс наблюдался в области разработки компактных ВЛ [2, 3]. Более рациональная конструкция позволяет увеличить натуральную мощность компактной ВЛ на 40-50% по сравнению с обычной ВЛ. Однако низкий уровень надежности трехфазных ВЛ, которые отключаются полностью при наиболее вероятных однофазных повреждениях, делает проблематичным использование одноцепных компактных ВЛ, имеющих повышенную пропускную способность.

Радикальным путем решения проблемы надежности является применение одноцепных ВЛ с резервной фазой линии (РФЛ) [4], что существенно повышает надежность схемы, улучшает ремонтопригодность линейной части схемы за счет возможности проведения пофазных ремонтов и снижает экологическое влияние.

Необходимо отметить большой прогресс в продвижении управляемых ЭП переменного тока [5], известных за рубежом как FACTS. Структурным элементом таких ЭП, изменяющим их свойства и показатели, являются регулируемые УРМ различного типа. Создание ТЭП с использованием регулируемых УРМ является прогрессивным направлением в области дальней передачи электроэнергии.

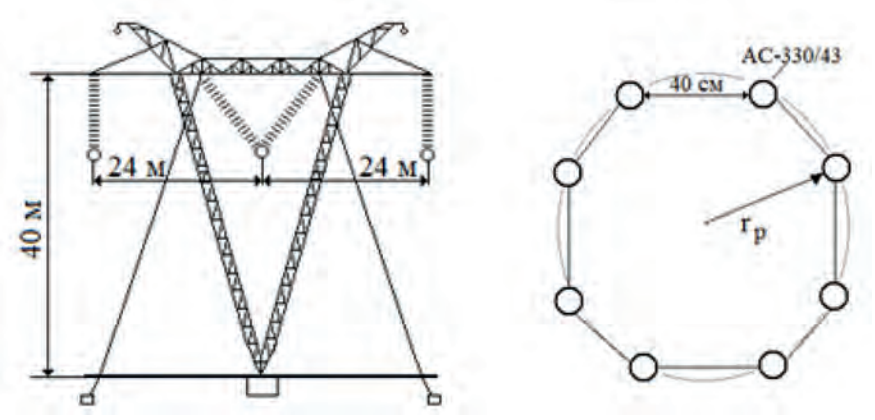
Повысить надежность функционирования ЭП СВН возможно за счет комбинированной поперечной компенсации, суть которой состоит в использовании незаземленных реакторов, подключаемых по концам линии по схеме звезды с незаземленной нейтралью.

ЭП УВН с ВЛ обычной конструкции. Традиционным путем повышения пропускной способности дальних ЭП является освоение все более высоких ступеней напряжения. Во многих странах мира наивысшим освоенным напряжением трехфазного переменного тока является напряжение 750 (765) кВ. Такие ЭП позволяют иметь передаваемую мощность на одну цепь порядка 1500-2500 МВт. В странах, имеющих значительную территорию, возникает потребность передачи на дальние расстояние мощностей 4000-5000 МВт. Именно такая задача была решена в последней четверти прошлого века в бывшем СССР путем освоения следующего класса напряжения 1150 кВ. В результате была построена линия такого класса напряжения Итат – Барнаул – Экибастуз – Кокчетав – Кустанай – Челябинск общей длиной свыше 2000 км [6, 7].

Конструкция ВЛ 1150 кВ приведена на рис. 5.3.3. Натуральная мощность линии 1150 кВ превосходит натуральную мощность традиционной линии класса 500 кВ почти в 6 раз, линии напряжением 750 кВ – в 2,4 раза. Соответствующим образом возрастает и пропускная способность дальней ЭП 1150 кВ. На основе проведенных НИР и ОКР был также создан комплекс основного и вспомогательного оборудования на напряжение 1150 кВ, которое было установлено на подстанциях в Экибастузе, Кокчетаве и Кустанае.

Несомненным преимуществом ЭП 1150 кВ является ее высокая пропускная способность. Отсюда вытекает и другое ее достоинство, заключающееся в меньших затратах на передачу единицы полезно переданной энергии, т.е. в экономическом преимуществе ЭП класса 1150 кВ по сравнению с ЭП более низкого класса напряжения 750 кВ.

Однако на этом положительные эффекты при использовании ЭП 1150 кВ заканчиваются. Дело в том, что ЭП 1150 кВ традиционной



а) – промежуточная V-образная опора б) – конструкция фазы

Рис. 5.3.3. ***Конструкция ВЛ 1150 кВ***

конструкции характеризуется низким уровнем надежности, поскольку при наиболее вероятных однофазных повреждениях линии электропередача должна отключаться полностью, создавая дефициты, соизмеримые с мощностью приемной системы. Удовлетворить критерию надежности N-1 не представляется возможным, когда ЭП 1150 кВ шунтируется сравнительно слабой сетью 500 кВ. Таким образом, ЭП 1150 кВ Сибирь – Казахстан – Урал создавалась с нарушением принятого во всем мире фундаментального принципа надежности N-1. Радикальным путем решения проблемы надежности для трехфазной линии 1150 кВ могло бы стать оснащение ее резервной фазой, что, конечно, привело бы к существенному снижению экономической эффективности ЭП 1150 кВ.

Негативное влияния на технико-экономические характеристики линий 1150 кВ оказывают экологические ограничения и необходимость принятия мер для снижения коронного разряда на линии.

Начавшаяся в 1985 г. эксплуатация участка Экибастуз – Кокчетав – Кустанай на напряжении 1150 кВ была прекращена в связи с распадом бывшего СССР. Из-за наступившего резкого экономического спада потребность передачи первоначально намеченных мощностей отпала, и ЭП была переведена на работу при напряжении 500 кВ, на котором она и работает до сих пор. В настоящее время установленное ранее оборудование класса 1150 кВ пришло в негодность, а производственная база по созданию такого оборудования утеряна. Таким образом, для реанимации ЭП 1150 кВ на современном этапе необходимо провести большой объем работ, естественно принимая во внимание опыт прошлых разработок.

Передовые позиции в освоении ТЭП в ультравысоком диапазоне в настоящее время занимает Китай. В 2009 г. была пущена в эксплуатацию ТЭП Северный – Центральный Китай напряжением 1000 кВ и дальностью 636 км с двумя промежуточными отборами.

ЭП с компактными. В настоящее время в России в качестве промежуточных опор для ВЛ СВН применяются, как правило, портальные опоры на оттяжках, а также V-образные опоры на оттяжках. Отличительной особенностью этих конструкций является наличие между проводами соседних фаз заземленных элементов опор. Для портальных и V-образных опор такими промежуточными элементами являются стойки и оттяжки. Эта особенность конструкций приводит к значительному увеличению межфазовых расстояний по сравнению с допускаемыми ПУЭ по условию работы проводов в пролете. А избыточные межфазовые расстояния позволяют иметь уменьшенное число проводов в расщепленной фазе по условиям ограничения коронного разряда. Эти два фактора приводят к ограничению натуральной мощности линии.

Увеличить натуральную мощность линии можно за счет снижения волнового сопротивления, величина которого зависит от геометрических параметров. Волновое сопротивление линии уменьшается за счет сокращения междуфазных расстояний и увеличения радиуса расщепления путем использования большего числа проводов в фазе, а также большего шага расщепления. Для сокращения межфазовых расстояний предложено использовать следующие принципы: исключение качаний проводов на опоре путем V-образной подвески фаз (рис. 5.3.4); устранение металлических элементов опоры из межфазового пространства путем создания опор арочного типа, охватывающего все три фазы линии (рис. 5.3.5); замену жесткой металлической траверсы гибкой траверсой (рис. 5.3.6, 5.3.7).

Опоры типа, изображенной на рисунке 5.3.7, перспективны при использовании полимерных изоляторов, обеспечивающих механическую надежность подвески фаз при высоких электрических характеристиках изолирующей подвески. Полимерные изоляторы могут быть созданы практически на любые необходимые механические нагрузки, тогда как создание тарелочных изоляторов на разрушающую нагрузку свыше 300 кН представляет сложную техническую задачу. Кроме того, замена тарелочных изоляторов в схеме подвески на рисунке 5.3.7 также весьма сложна. Однако, поскольку производство полимерных изоляторов во всем мире еще недостаточно развито, получила распространение конструкция опоры с гибкой траверсой из натянутых между двумя стойками тросов, к которым подвешены гирлянды изоляторов (рис. 5.3.6).

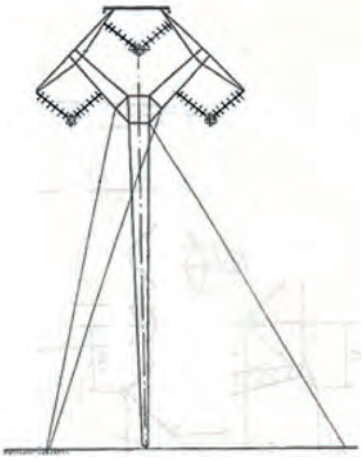


Рис. 5.3.4. ***Опора с V-образной подвеской фаз***

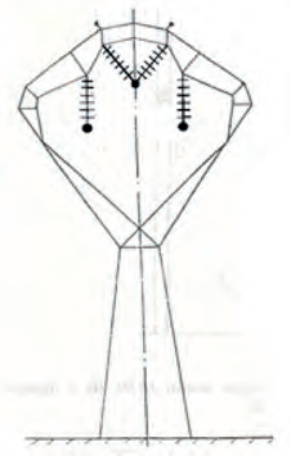


Рис. 5.3.5. ***Опора охватывающего типа***

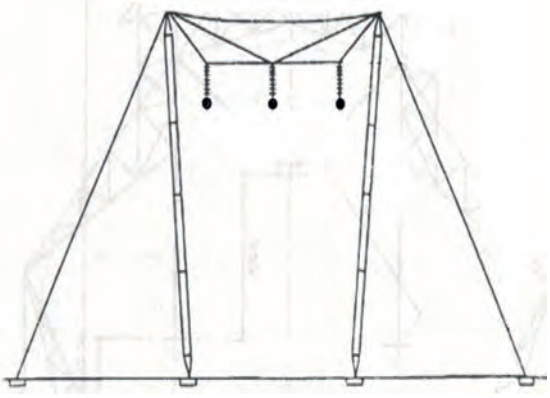


Рис. 5.3. 6. ***Опора охватывающего типа с традиционными изоляторами***

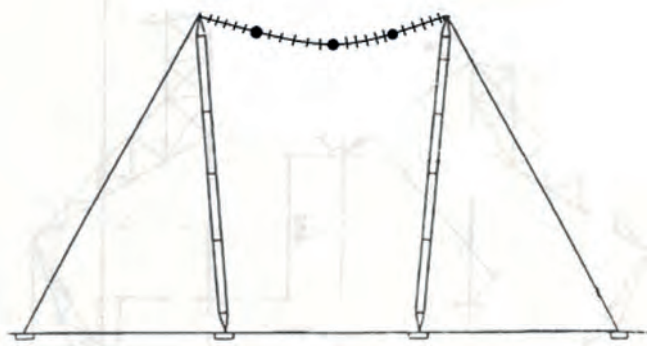


Рис. 5.3.7. ***Опора охватывающего типа с полимерными изоляторами***

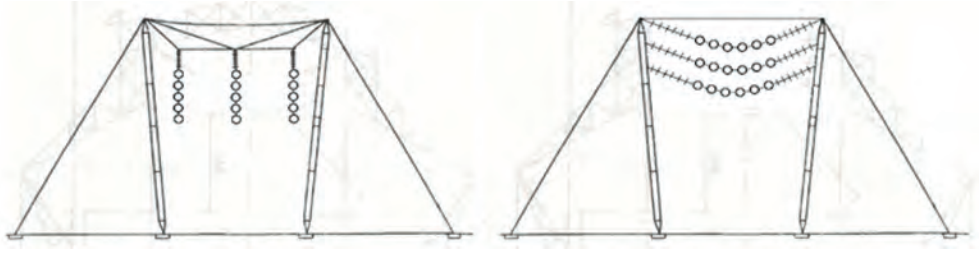
Более рациональная конструкция опоры и фаз позволяет в общем случае увеличить натуральную мощность линии в 1,2-1,5 раза. Однако необходимо иметь в виду, что в ВЛ повышенной натуральной мощности увеличивается ее зарядная мощность, что соответственно ведет к увеличению мощности компенсирующих устройств. Ужесточается работа системы защиты от перенапряжений, поскольку увеличиваются токовые воздействия на защитные аппараты. Усложняется осуществление ОАПВ из-за возрастания токов дуги подпитки.

Однако в целом стоимость передачи единицы электроэнергии по линии повышенной натуральной мощности будет меньше, чем по традиционной ВЛ. Таким образом, создание ВЛ повышенной натуральной мощности, имеющих уменьшенные межфазовые расстояния и приемлемые размеры фаз с увеличенным числом проводов в них, следует отнести к перспективному направлению в области дальней передачи электроэнергии.

Однако есть одно «но», которое вызывает критическое отношение к компактным линиям. Речь идет о недостаточном уровне надежности трехфазных линий, которые должны отключаться полностью при наиболее вероятных устойчивых однофазных отказах. Понятно, что значительное увеличение передаваемой мощности на одну цепь при использовании компактных линий может быть оправдано лишь при положительном решении проблемы надежности. Одним из путей повышения надежности компактных ВЛ является применение резервной фазы линии, которая в нормальном режиме отключена и используется только вместо аварийно отключенной. Недостатком такого решения является недоиспользование суммарного сечения ВЛ в нормальном режиме. В итоге экономическая эффективность применения компактных линий становится не столь очевидной, когда принимаются меры по повышению ее надежности.

Сверхкомпактные ВЛ. Более значительное повышение натуральной мощности (свыше 1,5 раз) путем увеличения размеров фаз и их сближения наталкивается на ограничения механического характера по созданию соответствующих фаз, а также на ограничение по межфазовой электрической прочности. В сверхкомпактных ВЛ предлагается использовать нетрадиционную конструкцию фазы [8] (плоские фазы), что позволяет сильнее сблизить фазы в силу более высокой межфазовой электрической прочности (рис. 5.3.8). Сильному сближению фаз препятствует возможность их схлестывания при пляске. Поэтому при создании компактных ВЛ необходимо применение изоляционных межфазовых распорок.

Волновое сопротивление сверхкомпактной линии может достигать 100-140 Ом. Таким образом, натуральная мощность может быть увеличена в 1,8-2,5 раза по сравнению с натуральной мощностью ВЛ традиционной конструкции.



а) – вертикальное расположение фаз б) – горизонтальное расположение фаз

Рис. 5.3.8. ***Сверхкомпактная ВЛ с плоскими фазами***

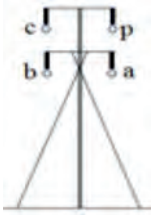
ЭП с резервной фазой ВЛ. При обеспечении надежности схем выдачи мощности с использованием ЭП СВН и УВН следует принимать во внимание то обстоятельство, что подавляющее число отказов мощных ЭП переменного тока являются однофазными. Надежность работы дальних ЭП переменного тока в основном зависит от отказов линии. В качестве расчетных аварий обычно принимаются: полный отказ ЭП, как правило, из-за падения опоры или из-за отказа подстанции; однофазные отказы линии, среди которых заметная доля является устойчивыми, т.е. неликвидируемые в цикле ОАПВ.

В линиях СВН и УВН необходим нетрадиционный подход для повышения их надежности [4]. По условиям экологии и экономичности целесообразен переход от двухцепной линии к одноцепной с резервной фазой линии (РФЛ), как показано на рис. 5.3.9. Эта идея, применительно к сверхдальним линиям, была впервые высказана в [9].

Такое решение позволяет: существенно повысить надежность схемы в целом, так как при наиболее вероятных однофазных повреждениях вместо аварийной фазы включается резервная не более чем за 0,3-0,4 сек; улучшить ремонтопригодность линейной части схемы за счет возможности проведения пофазных ремонтов; снизить экологическое влияние в силу уменьшения полосы отчуждения для линии.

С точки зрения ликвидации наиболее вероятных однофазных отказов двухцепная и одноцепная схемы идентичны. Что же касается риска полной потери сечения, то в варианте с двухцепной ВЛ он будет несколько меньше, чем в случае одноцепной ВЛ с РФЛ. Однако повы-

а) – схема ЭП



б) – опора

Рис. 5.3.9. ***ЭП с резервной фазой линии***

шение этого риска вполне может оправдываться тем экологическим и экономическим эффектом, который дает переход к одноцепной ВЛ с резервной фазой. Особенно это обстоятельство важно для сверхдальних линий протяженностью 2000-4000 км.

Использование одноцепных линий с резервной фазой является эффективной мерой повышения балансовой надежности энергосистемы. Кроме того, в этом случае имеет место и существенное повышение режимной надежности. Действительно, каждое аварийное отключение обычной линии переменного тока сопровождается действием системной противоаварийной автоматики для обеспечения перехода системы к новому устойчивому состоянию. В процессе этого перехода существует риск полного развала энергосистемы. Поскольку в линиях с резервной фазой при подавляющем числе повреждений линия остается в работе за счет быстродействующей замены аварийной фазы резервной, то отсутствует потребность в работе системной противоаварийной автоматики, что и обеспечивает более высокий уровень системной надежности.

Очевидным недостатком ЭП с РФЛ является недоиспользование суммарного сечения ВЛ в нормальном режиме. Поэтому целесообразно предусматривать переоборудование со временем трехфазной ЭП с резервной фазой в четырехфазную ЭП.

ЭП с комбинированной компенсацией емкостных параметров ВЛ. Компенсация поперечных емкостных параметров линий СВН осу-

ществляется с помощью шунтирующих реакторов (ШР), устанавливаемых по концам линии. ШР, которыми оснащены ЭП СВН, в общем случае выполняют три важнейшие функции, а именно: компенсацию зарядной мощности в нормальных режимах, ограничение внутренних перенапряжений при вводе линии в работу и в аварийных режимах, а также снижение токов дуги подпитки при ликвидации наиболее вероятных однофазных дуговых КЗ в цикле ОАПВ. Для решения последней задачи ШР дополняется компенсационным реактором (КР), устанавливаемым в нейтрали (рис. 5.3.10). В нормальных режимах КР зашунтирован выключателем.

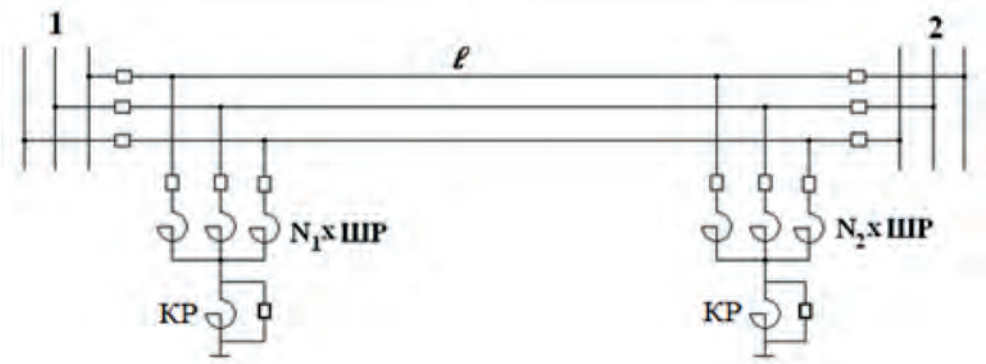


Рис. 5.3.10. ***Традиционная поперечная компенсация ВЛ СВН***

В существующих сетях СВН в нашей стране и за рубежом степень поперечной компенсации недостаточна и, как правило, не превышает 70%, тогда как ее целесообразная степень должна приближаться к 100%.

Традиционной поперечной компенсации присущи по крайней мере три недостатка. Первый недостаток состоит в возможности появления резонансных повышений напряжения в неполнофазных режимах, что накладывает ограничение на число подключенных к линии ШР при ее плановых и аварийных коммутациях.

Второй недостаток связан с необходимостью коммутации реакторных выключателей для введения в работу всех ШР в паузу ОАПВ для обеспечения условий гашения дуги подпитки, поскольку в нормальных режимах при передаче значительных мощностей ШР, как правило, отключены от линии реакторными выключателями по условиям режима напряжений. При этом отказ любой фазы одного из выключателей приводит к невозможности проведения ОАПВ, что усугубляет аварийную ситуацию и тем самым снижает надежность работы.

Третий недостаток состоит в том, что подключение ШР при осуществлении ОАПВ приводит к понижению напряжения на шинах и соответственно снижает пропускную способность ЭП по условию динамической устойчивости.

Устранить указанные недостатки традиционной схемы компенсации и тем самым повысить надежность функционирования ЭП СВН предлагается в [10] за счет комбинированной поперечной компенсации, суть которой состоит в использовании незаземленных реакторов (НР), подключаемых по концам линии по схеме звезды с незаземленной нейтралью (рис. 5.3.11).

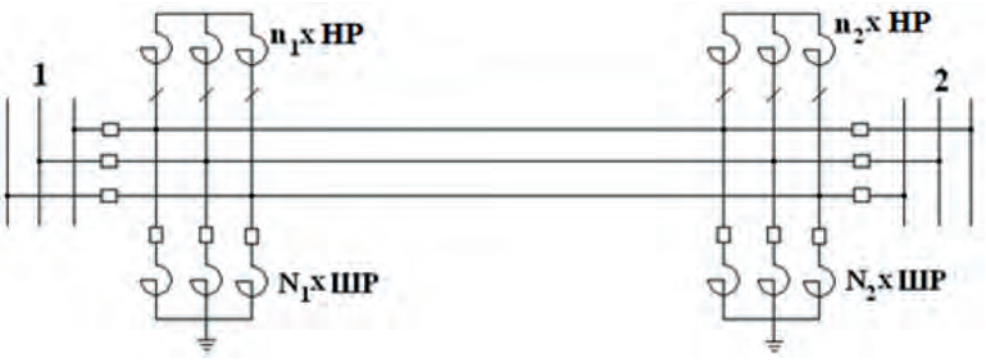


Рис. 5.3.11. ***Комбинированная поперечная компенсация***

При комбинированной поперечной компенсации исключаются компенсационные реакторы в нейтралях шунтирующих реакторов, которые используются в традиционной поперечной компенсации, и вводятся специальные шунтирующие реакторы, включенные по схеме звезды с разземленной нейтралью, что дает возможность подключать к линии лишь одну фазу шунтирующих реакторов, одноименную с фазой, на которой произошло короткое замыкание, для снижения тока дуги подпитки в цикле ОАПВ. В результате повышается надежность работы ЭП при ликвидации однофазных коротких замыканий в цикле ОАПВ за счет повышения уровня динамической устойчивости и снижения числа коммутируемых аппаратов.

В [11] обоснован высокий уровень надежности ЭП СВН при использовании комбинированной поперечной компенсации. Мощность НР рекомендуется принять равной примерно 20-25% от мощности традиционного ШР. Для надежной работы НР напряжением 500 кВ класс изоляции их нейтрали должен составлять 220 кВ, а для реакторов, устанавливаемых на линиях 750 кВ, соответственно – 330 кВ.

Комбинированная поперечная компенсация позволяет упростить осуществление ОАПВ в линиях СВН и эффективно снижать ток дуги подпитки во всем возможном диапазоне длин линий 500 и 750 кВ, что позволяет обеспечить минимальную длительность паузы ОАПВ.

Адаптивые электропередачи (FACTS). Последняя треть XX в. ознаменовалась появлением УРМ с плавно изменяемыми параметрами. За рубежом под такими устройствами, как правило, понимаются устройства, базирующиеся на преобразовательной технике, к которым, в первую очередь, относятся статические тиристорные компенсаторы (СТК) и статические компенсаторы (СТАТКОМ). В нашей стране получили распространение УРМ другого типа на базе управляемых подмагничиванием шунтирующих реакторов и ступенчато регулируемых конденсаторных батарей.

Электропередача, оснащенная регулируемыми УРМ, за рубежом получила название FACTS (Flexible Alternating Current Transmission System) [12], что зачастую в нашей литературе переводится как «гибкая электропередача переменного тока». Учитывая, что в переводе слово flexible означает не только гибкий, но и легко приспосабливающийся, более адекватным для FACTS будет перевод «адаптивная электропередача (АЭП) переменного тока», который в дальнейшем и будем использовать.

Ориентация на АЭП стала возможной не только благодаря появлению регулируемых УРМ, но и за счет достижений в области вычислительной техники и измерительных, информационных и коммуникационных систем, позволивших в темпе процесса оценивать состояние объекта и вырабатывать управляющие воздействия для изменения параметров и структуры ЭП для ее адаптации в процессе изменения режима примыкающих энергосистем.

На рис. 5.3.12 показана структурная схема автоматического управления адаптивной электропередачей. Силовой регулируемой частью АЭП в общем случае могут быть регуляторы напряжения, регулируемые УРМ и устройства активной мощности (УАМ). Под последними имеются в виду средства, способные накапливать и хранить энергию и выдавать в нужный момент активную мощность.

Оперативно-информационный комплекс (ОИК) связывает системы телемеханики и средства вычислительной техники как средства обработки данных (состояния коммутационных аппаратов, значения напряжений, мощности и др.) с объектов управления. Обработка поступающей информации ведется в режиме реального времени и от возможностей ОИК зависит качество принимаемых решений.

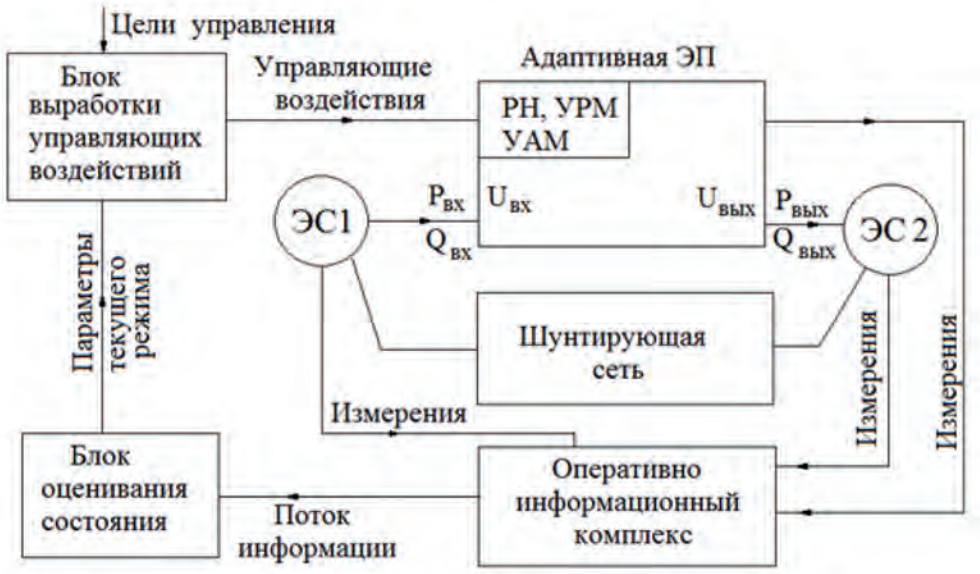


Рис. 5.3.12. ***Адаптивная электропередача и ее структурная схема автоматического управления***

Отдельной частью ОИК могут считаться средства релейной защиты, линейной и противоаварийной автоматики, которые позволяют оперативно реагировать на аварийные ситуации в ЭП и примыкающих энергосистемах.

Традиционная система телеизмерений дает информацию о параметрах режима с дискретностью 1–10 с, что недостаточно для анализа быстропротекающих переходных процессов. Появившиеся в последние десятилетия системы мониторинга не только установившимися, но и переходными процессами, называемые за рубежом WAMS (Wide Area Measurement System), коренным образом повышают уровень информационного обеспечения. Особенностью этих систем является синхронизация измерений параметров режима с помощью космических спутников с дискретностью регистрации параметров 0,02-0,2 с.

Основными элементами WAMS является векторные регистраторы параметров, известные за рубежом как PMU (Phasor Measurement Unit). Регистраторы обеспечивают измерение мгновенных значений напряжений и токов с помощью многофункциональных измерительных преобразователей с привязкой к сигналам точного времени, получаемым от GPS или ГЛОНАС.

Блок оценивания состояния обеспечивает блок выработки управляющих воздействий информацией о текущем режиме ЭП и примыкаю-

щей сети и схеме их соединений. Входными данными для блока оценивания состояния служит поток информации из ОИК.

В блоке выработки управляющих воздействий решаются расчетные и логические задачи по специальным алгоритмам согласно целям управления. О сложности этого блока говорит тот факт, что используемые алгоритмы должны обеспечивать управление ЭП не только в нормальных режимах, но и в аварийных ситуациях и в послеаварийных режимах. В частности, в аварийных ситуациях одной из важнейших задач является ликвидация наиболее вероятных однофазных коротких замыканий на линии в цикле АОАПВ (адаптивное однофазное автоматическое повторное включение).

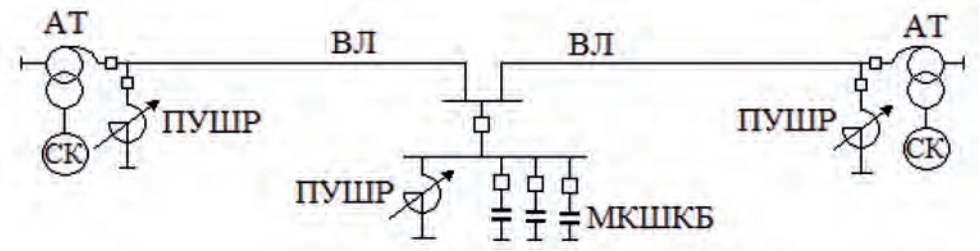
Рассмотрим возможные варианты АЭП, базирующиеся на различных типах регулируемых УРМ и УАМ. На рис. 5.3.13 приведена схема АЭП с управляемыми устройствами шунтирующей компенсации.

Основными целями управления данной АЭП являются: обеспечение заданной пропускной способности, поддержание оптимального баланса реактивной мощности и напряжения в узловых точках, минимизация потерь активной мощности, обеспечение устойчивых динамических переходов при ликвидации аварий.

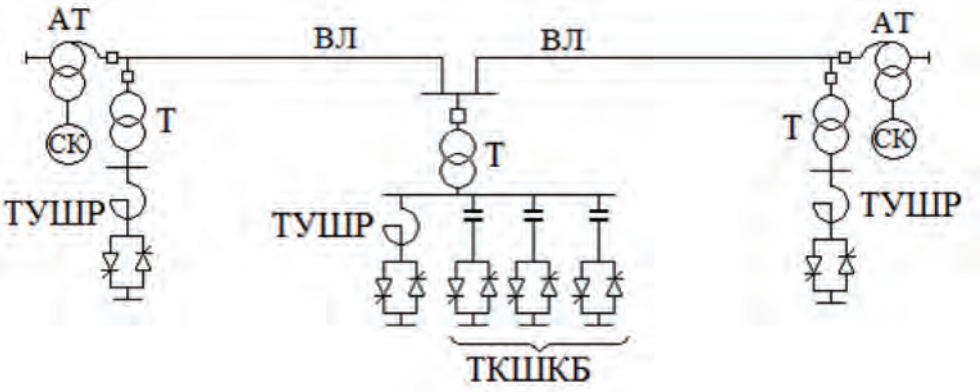
АЭП с устройствами шунтирующей компенсации может быть реализована: на базе подмагничиваемых управляемых шунтирующих реакторов (ПУШР) и механически коммутируемых шунтирующих конденсаторных батарей (МКШКБ), как это показано на рис. 5.3.13а; на базе тиристорных управляемых шунтирующих реакторов (ТУШР) и тиристорно-коммутируемых шунтирующих конденсаторных батарей (ТКШКБ), что иллюстрируется на рис. 5.3.13б; с помощью поперечных (шунтирующих) СТАТКОМов (рис. 5.3.13 в).

В том случае, когда возникает дополнительная цель управления по отношению к предыдущему случаю, состоящая в заданном распределении потоков активной мощности между АЭП и шунтирующей сетью, АЭП должна оснащаться регуляторами потоков активной мощности. Такая АЭП может быть реализована с использованием автотрансформаторов с продольно-поперечным регулированием под нагрузкой или на базе продольно-поперечного СТАТКОМа.

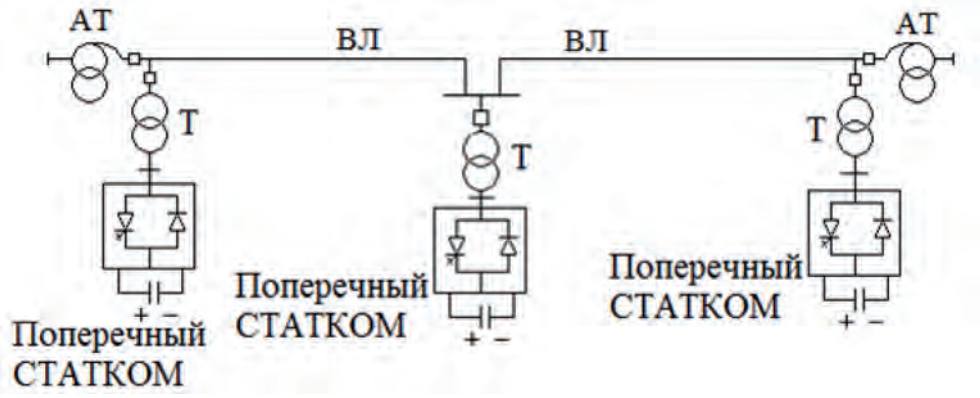
На АЭП в определенной мере могут быть возложены функции накопления, хранения и выдачи электроэнергии. Для этой цели аккумуляторные батареи, сверхпроводящие накопители энергии (СПИН) или другие источники энергии могут подключаться через электронный интерфейс к поперечному (рис. 5.3.14) или продольному СТАТКОМу.



а) – АЭП на базе ПУШР и МКШКБ



б) – АЭП на базе ТУШР и ТКШКБ



в) – АЭП на базе поперечных СТАТКОМов

Рис. 5.3.13. ***Адаптивная ЭП с устройствами шунтирующей компенсации***

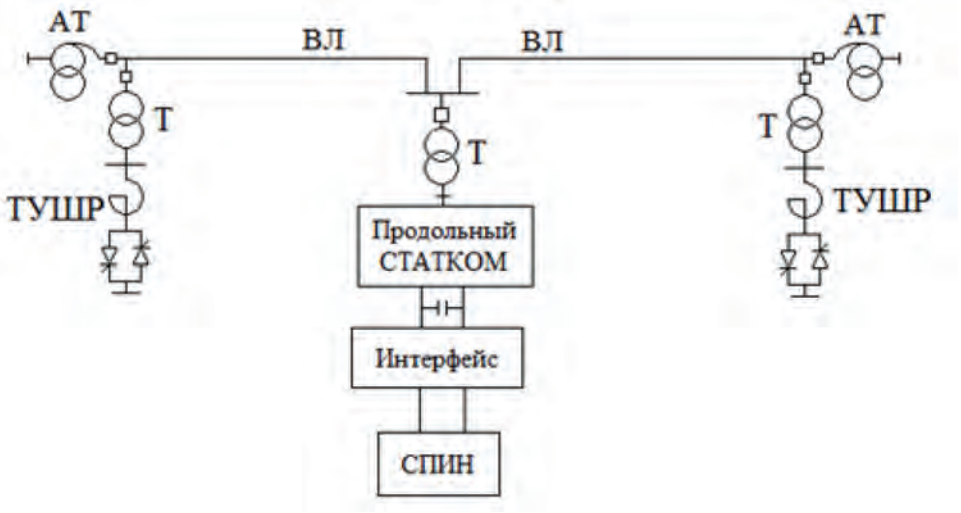


Рис. 5.3.14. ***АЭП с накоплением, хранением и выдачей электроэнергии***

Регуляторы с возможностью запасания электроэнергии оказываются много эффективнее для управления динамическими переходами, чем регуляторы без такой способности. Такие системы могут играть особо важную роль при накоплении или выдачи больших количеств активной мощности при возникновении кратковременных внезапных небалансов мощности в примыкающих энергосистемах.

Smart Grid. Публикации по Smart Grid буквально заполонили зарубежную и отчасти отечественную литературу. В нашей стране это понятие зачастую переводится как активно-адаптивная сеть. Когда речь идет о Smart Grid, то в первую очередь рассматривается распределительная сеть, хотя, конечно, имеется в виду и рассмотрение в составе Smart Grid электропередач для передачи значительных мощностей и объединения энергосистем.

Главной причиной того, что центром Smart Grid оказалась распределительная сеть, явилось повсеместное внедрение за рубежом распределенной генерации, и в первую очередь ветровых и солнечных энергоустановок. Так, в энергосистемах Западной Европы доля ветровых энергоустановок достигнет к 2020 г. (15-20)% с тенденцией ее дальнейшего роста. Поскольку распределенная генерация характеризуется резкопеременными режимами работы и слабой прогнозируемостью, то эти обстоятельства требуют адекватной приспособляемости сети для обеспечения экономичной и надежной работы. Эффективное решение этой задачи стало возможным благодаря появлению управля-

емых УРМ, современной вычислительной техники и измерительных, информационных и коммуникационных систем, что позволяет в темпе процесса оценивать состояние сети и вырабатывать управляющие воздействия для ее адаптации при изменении режима.

В самом общем виде можно сформулировать, что Smart Grid представляет совокупность скоординировано управляемых распределительных и передающих ЭП переменного тока с включением при необходимости в состав сети ППТ и вставок ПТ.

Нетрадиционные электропередачи переменного тока

К нетрадиционным ЭП, предложенным в последние десятилетия, относятся (рис. 5.3.15) шестифазные ЭП (ШЭП), ЭП с управляемыми самокомпенсирующимися ВЛ (УСВЛ) и четырехфазные ЭП (ЧЭП).

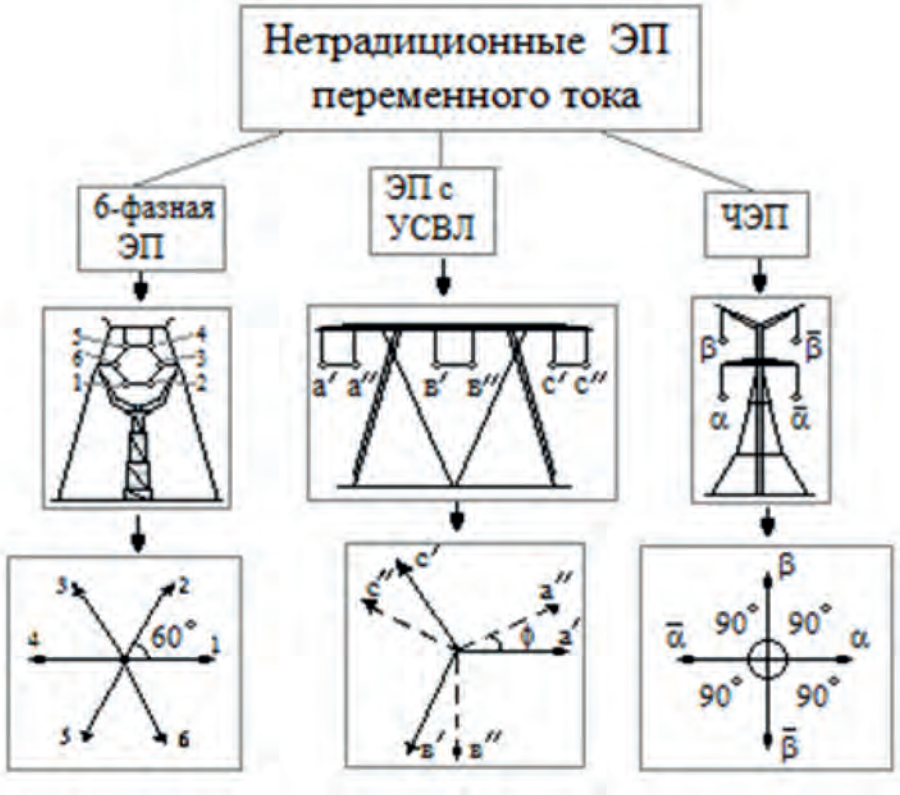


Рис. 5.3.15. ***Типы нетрадиционных ЭП переменного тока***

Шестифазные ЭП. ЭП СВН, обеспечивая передачу больших потоков мощности на значительные расстояния, оказывают заметное влияние на надежность работы энергообъединения. Традиционным решением проблемы надежности для широко используемых в мире дальних ЭП является сооружение двухцепных секционированных линий. При этом цепи могут располагаться на отдельных опорах и быть разнесены друг от друга, либо располагаться на одной опоре.

Распределительные двухцепные линии 110, 220 кВ, сооруженные в России, как правило, располагаются на одной опоре. Цепи двухцепных линий 500 кВ и выше экономичнее размещать на разных опорах. Такое решение объясняется сравнительно небольшими затратами на отведение земли под строительство линии. В странах с ограниченной территорией двухцепные (и многоцепные) линии СВН сооружаются на одной опоре. Так, в Южной Корее создана такая двухцепная линия напряжением 765 кВ.

Рассмотрение двухцепных опор навело американских специалистов на идею о создании ШЭП [13]. Суть идеи состоит в том, что вместо двух 3-фазных систем с фазовым сдвигом 120° в каждой системе создается шестифазная система с фазовым сдвигом 60°.

На рис. 5.3.16 приведена опора 6-фазной линии со сближенными фазами. Для получения 6-фазной системы требуются фазопреобразующие трансформаторы для преобразования 3-фазной системы переменного тока в 6-фазную и обратно, что можно обеспечить путем применения трансформаторов с разными группами соединения. На рис. 5.3.17 показана схема ШЭП с фазопребразующими трансформаторами.

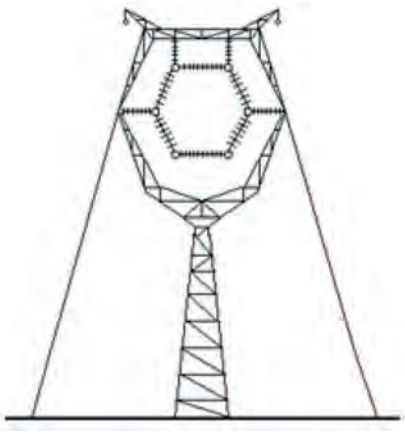


Рис. 5.3.16. ***Опора 6-фазной линии***

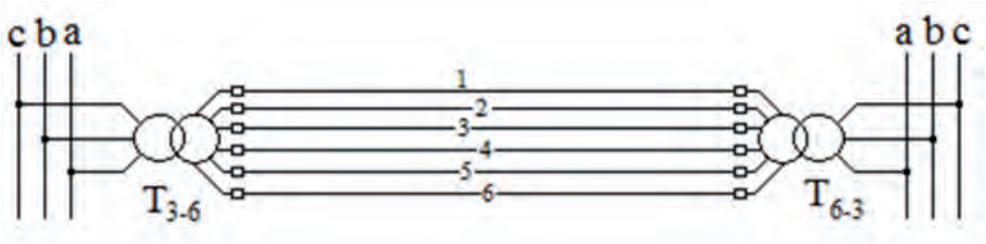


Рис. 5.3.17. ***Принципиальная схема ШЭП***

Более рациональная конструкция опоры позволяет увеличить натуральную мощность 6-фазной линии на одну цепь на 40-45% по сравнению с линией традиционного типа, т.е. в такой же степени что и 3-фазные одноцепные компактные линии.

Слабой стороной ШЭП является ее пониженная надежность по сравнению с двухцепной ЭП, базирующейся на использовании 3-фазных линий, размещенных на разных опорах. Последнее объясняется несколькими обстоятельствами: необходимо использование изоляционных элементов, работающих в условиях повышенных механических нагрузок; применение ОАПВ для ликвидации наиболее вероятных однофазных КЗ в 6-фазных линиях проблематично из-за наличия подпитки от пяти здоровых фаз; увеличивается вероятность полного отказа 6-фазной линии из-за повышенной возможности появления междуфазных КЗ и падения опор, что потребует принятия дополнительных мер в приемной системе для компенсации последствий от этих возмущений; усложняется проведение ремонтных работ, особенно если ориентироваться на их проведение под напряжением.

Поэтому применение ШЭП СВН является проблематичным. Что же касается распределительных сетей, то 6-фазные линии 110 и 220 кВ могут найти здесь применение [13].

ЭП с управляемыми самокомпенсирующимися ВЛ. ЭП на базе управляемых самокомпенсирующихся ВЛ (УСВЛ) являются одним из прогрессивных направлений в области передачи и распределения электроэнергии. УСВЛ, подобно рассмотренной выше 6-фазной линии, является еще одной модификацией двухцепной 3-фазной линии, расположенной на одной опоре [14].

Физическая суть таких линий состоит в том, что у них сближены между собой трехфазные цепи путем сближения попарно фаз разных цепей на расстояния, минимально допустимые по электрической прочности воздушных промежутков фаза-фаза (рис. 5.3.18). Фазы в проле-

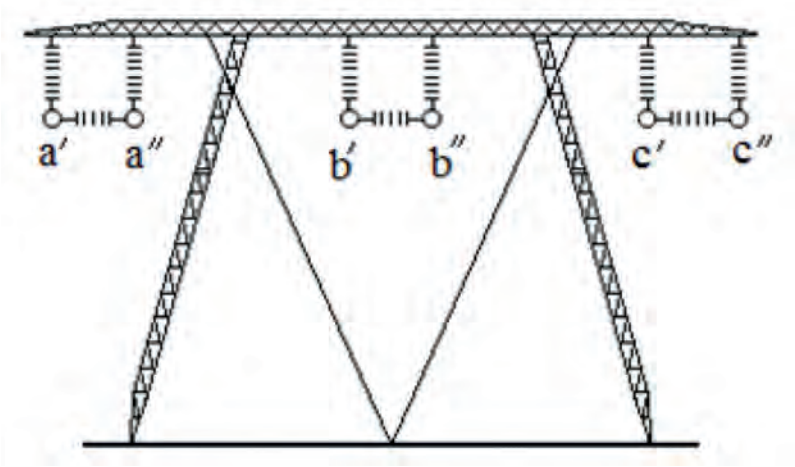


Рис. 5.3.18. ***Промежуточная опора УСВЛ***

тах фиксируются друг относительно друга с помощью изоляционных элементов (стяжек), которые практически снимают проблему пляски и вибрации проводов линии.

При расположении цепей на одной опоре при отсутствии фазового сдвига между векторами напряжений цепей их взаимное влияние приводит к увеличению волнового сопротивления каждой цепи и соответственно эквивалентного волнового сопротивления двух цепей, в результате чего снижается эквивалентная натуральная мощность по сравнению со случаем независимой работы цепей.

Картина существенно меняется, если обеспечить фазовый сдвиг между токами параллельных цепей. Натуральная мощность УСВЛ на одну цепь при угле сдвига 180° может быть увеличена на 80% по сравнению с линией традиционного типа, что превышает такой же показатель для трехфазных компактных и 6-фазных линий. Значения угловых сдвигов между векторами напряжений цепей могут быть фиксированными или регулируемыми. Фазовый сдвиг 120° создается с помощью выбора соответствующих схем присоединения к шинам подстанций, а угловой сдвиг 180° – путем применения трансформаторов с разными группами соединения.

Установка средств фазового регулирования (рис. 5.3.19), обеспечивающих изменение в диапазоне $\theta = 0 \div 180^{\circ}$, позволяет при изменении загрузки линии поддерживать в ней оптимальный режим натуральной мощности за счет управления фазовым сдвигом между векторами напряжений цепей.

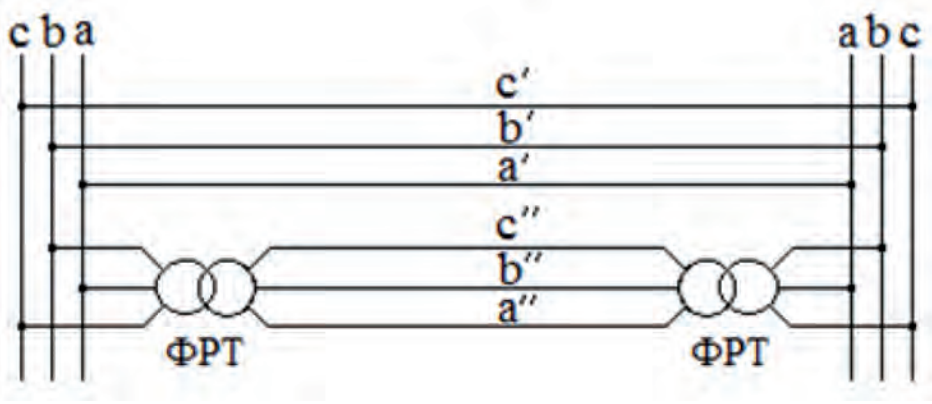


Рис. 5.3.19. ***Схема УСВЛ с фазорегулирующими трансформаторами***

УСВЛ СВН, по сравнению с обычными двухцепными линиями, обеспечивают увеличение натуральной мощности, экономию капитальных затрат на единицу передаваемой мощности, уменьшение экологического влияния благодаря снижению напряженностей электрического и магнитного полей под линией, а также уменьшение площади земельных угодий, отчуждаемых под трассу УСВЛ при строительстве и эксплуатации.

Однако для реализации УСВЛ необходимо разрешить ряд вопросов, к которым, в первую очередь, относится создание изолирующих стяжек с отношением длины пути утечки к строительной высоте более 5 (в настоящее время освоены изоляторы с отношением порядка 3), а также разработка фазорегулирующих трансформаторов с диапазоном регулирования 0-180°.

Следует также отметить пониженную надежность УСВЛ по сравнению с двухцепной ЭП, базирующейся на использование 3-фазных компактных линий, размещенных на разных опорах. Это объясняется теми же причинами, что и для шестифазных ЭП. Разрешение этих вопросов позволит использовать УСВЛ СВН на практике в качестве продвинутого элемента ЕЭС.

Четырехфазные ЭП. В основе нового типа электропередач [15], названного как четырехфазные ЭП (ЧЭП), лежит 4-фазная уравновешенная симметричная система переменного тока с фазовым сдвигом 90°. Основные отличительные особенности ЧЭП состоят в том, что:

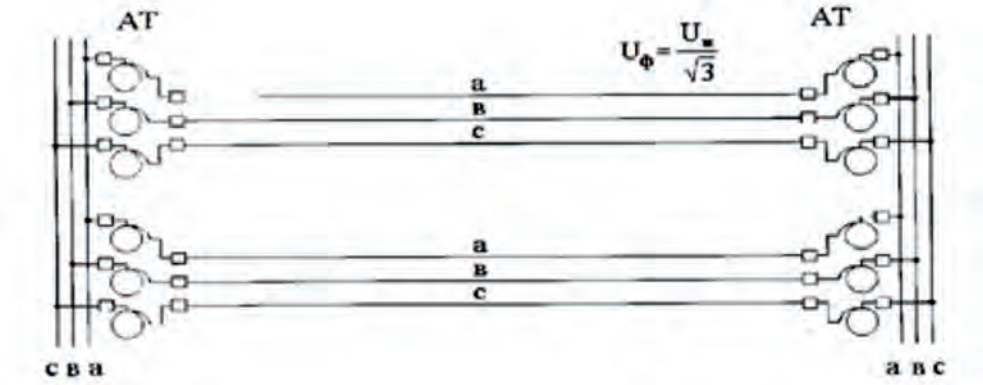
- она снабжена фазопреобразующими трансформаторами для преобразования 3-фазной системы в 4-фазную и обратно;
- фазы 4-фазной линии располагаются на опорах так, что образуют две независимые симметричные 2-фазные системы, в каждой из которых токи и напряжения находятся в противофазе, что позволяет повысить натуральную мощность линии и снизить экологическое влияние;
- при возникновении наиболее вероятных однофазных повреждений на линии предусматривается перевод ЧЭП на 3-фазный режим работы с передачей не менее 75% номинальной мощности.

Во всем мире при применении переменного тока для выработки, передачи и распределения электрической энергии используется 3-фазная система с фазовым сдвигом 120°.

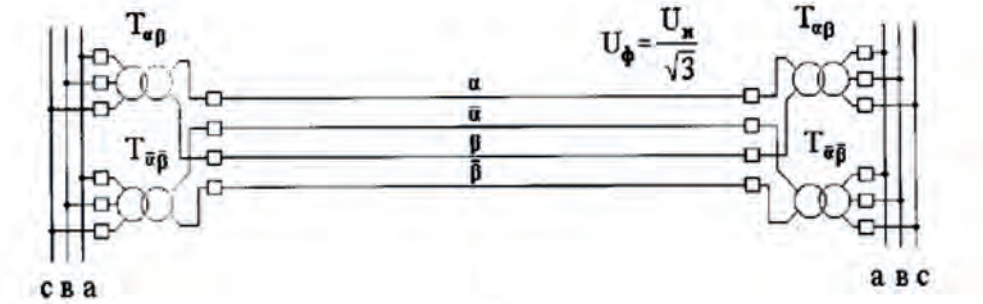
В области техники передачи электроэнергии в ряде случаев целесообразен переход к 4-фазной системе переменного тока, поскольку это позволяет радикально улучшить экономические, надежностные и экологические показатели ЭП переменного тока, предназначенных для транспорта значительных потоков мощности на дальние и сверхдальние расстояния. ЧЭП должны будут работать в составе 3-фазной системы переменного тока, и поэтому в свой состав они должны включать фазопреобразующие трансформаторы, с помощью которых 4-фазные линии стыкуются с 3-фазной системой переменного тока.

Наиболее эффективная область использования ЧЭП связана с замещением 3-фазных ЭП СВН, подключаемых к узловым пунктам сети с помощью автотрансформаторов (рис. 5.3.20а). Принципиальная схема ЧЭП, изображенная на рис. 5.3.20б, содержит 4-фазную линию, подсоединенную через выключатели к 2-фазным обмоткам фазопреобразующих трансформаторов $T_{\alpha\beta}$ и $T_{\overline{\alpha\beta}}$, так что линия в электрическом плане образует две симметричные системы переменного тока $\alpha, \bar{\alpha}$ и $\beta, \bar{\beta}$. Трехфазные обмотки фазопреобразующих трансформаторов через выключатели подсоединены к шинам 3-фазного переменного тока.

Фазопреобразующие трансформаторы, которые одновременно осуществляют повышение напряжения на линии до экономически необходимого уровня, являются новым оборудованием для ЧЭП. Все остальное оборудование в силу однофазного исполнения идентично для 3-фазных и 4-фазных ЭП и отличается лишь количеством фазных элементов.



а) – двухцепная 3-фазная ЭП



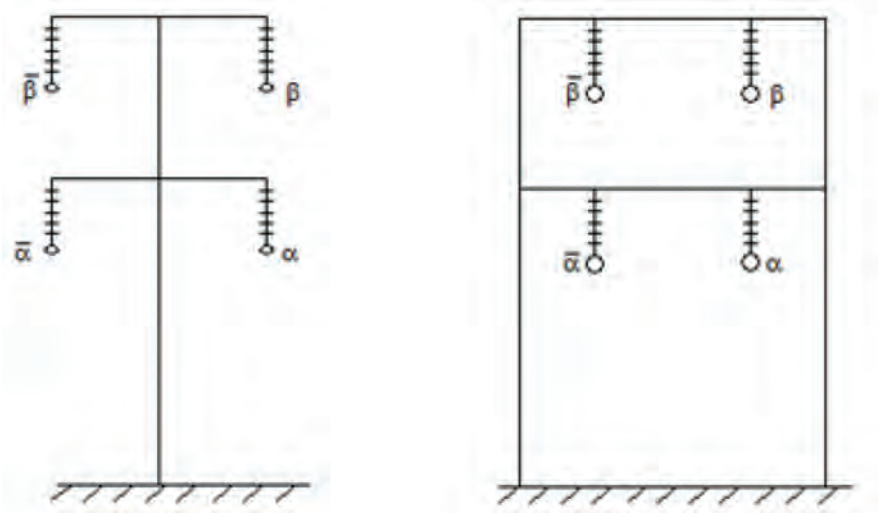
б) – 4-фазная ЭП

Рис. 5.3.20. ***Принципиальные схемы 3-фазной и 4-фазной ЭП***

Преобразование 3-фазного переменного тока в 4-фазный и обратно является принципиально решенной задачей, если иметь ввиду известные схемы преобразования 3-фазного переменного тока (a, b, c) в 2-фазный (α, β) и обратно, например, схему Скотта [16, 17], предложенную в 1884 г. американским инженером Скоттом, или схему Леблана [17], разработанную в 1899 г. французским инженером Лебланом. Трансформаторы по схеме Скотта использовались для питания 3-фазной нагрузки от 2-фазной линии, выдающей мощность Ниагарской ГЭС, оснащенной 2-фазными генераторами. При разработке схем фазопреобразующих трансформаторов для ЧЭП предусматривается возможность перехода от 4-фазного к 3-фазному режиму работы ЧЭП в случае возникновения устойчивых однофазных повреждений на 4-фазной линии, а также для проведения пофазных ремонтов с тем, чтобы повысить надежность работы 4-фазной линии.

Как было отмечено выше, главная отличительная особенность 4-фазной ВЛ состоит в способе расположения фаз на опорах, при котором линия образует две независимые симметричные 2-фазные системы (α, $\overline{\alpha}$) и (β и $\overline{\beta}$), и где в каждой из них напряжения и токи находятся в противофазе. Практическая независимость режимов в каждой из 2-фазных линий, составляющих 4-фазную линию, обеспечивается путем применения транспозиции. Представление 4-фазной ВЛ в виде двух независимых 2-фазных систем диктует вполне определенные требования к расположению фаз на опоре. Кроме того, должна учитываться необходимость длительной работы в 3-фазном режиме в случае отключения одной из фаз из-за повреждения или для ремонта.

Схематическое изображение возможных вариантов наиболее массовых промежуточных опор показано на рис. 5.3.21. По аналогии с 3-фазными линиями под обычной 4-фазной линией будем понимать линию с противофазами, имеющими умеренный радиус расщепления и разделенными стойкой опоры. Соответственно 4-фазную линию со сближенными противофазами, имеющими увеличенный радиус расщепления, будем называть компактной.



а) – опора для ВЛ с противофазами, имеющими умеренный радиус расщепления и разделенными стойкой опоры

б) – опора для ВЛ со сближенными противофазами с увеличенным радиусом расщепления

Рис. 5.3.21. ***Промежуточные опоры 4-фазной ВЛ***

Четырехфазная ВЛ, по сравнению с 3-фазной, обладает повышенной (на одну треть) натуральной мощностью линии при одинаковых их волновых сопротивлениях. Дополнительное повышение натуральной мощности обеспечивается за счет снижения волнового сопротивления 4-фазной линии. Это связано с эффектом противофазы в каждой из 2-фазных систем 4-фазной линии. Обычная 4-фазная линия позволяет увеличить натуральную мощность на 40%, а компактная 4-фазная линия – вдвое и более по сравнению с 3-фазной линией традиционного типа.

Передачи постоянного тока

На заре развития электроэнергетики первые системы электроснабжения, включая выработку электроэнергии, создавались на постоянном токе [18]. В начале прошлого века, когда выработка электроэнергии стала базироваться на переменном токе, постоянный ток был полностью вытеснен переменным током при формировании электроэнергетических систем. Однако по мере развития энергосистем стали возникать задачи, решение которых на переменном токе не всегда получалось приемлемым с технико-экономических позиций. К таким задачам, где применение постоянного тока дает неоспоримые преимущества, следует, в первую очередь, отнести [19-21]: асинхронное объединение энергосистем с разными частотами (50 и 60 Гц); создание кабельных линий для пересечения водных пространств через проливы и для электроснабжения нагрузок на островах.

Среди других задач, при решении которых постоянный ток составляет конкуренцию переменному току, следует назвать: создание связей для доставки электроэнергии по определенному (договорному) маршруту; передача больших потоков мощности на дальние и сверхдальние расстояния.

Внедрение постоянного тока в энергосистемы началось во второй половине прошлого века. На первых порах, когда преобразование переменного тока в постоянный и обратно базировалось на ртутных вентилях, в разных странах создавались единичные объекты постоянного тока. И лишь с созданием тиристорных преобразователей в 1970-е годы началось более массовое использование постоянного тока в энергосистемах.

По данным на 2008 г., в мире работают 102 передачи и вставки постоянного тока общей мощностью более 50 ГВт и проектируется еще 50 ППТ с предполагаемым вводом до 2020 года.

Далее остановимся подробнее на ППТ, которые используются для передачи электроэнергии на дальние и сверхдальние расстояния. На рис. 5.3.22 изображена схема биполярной ППТ, в состав которой входят преобразовательные подстанции (выпрямительная и инверторная) и биполярная линия. Преобразовательная подстанция является сложным комплексом, который включает в свой состав два полюса.

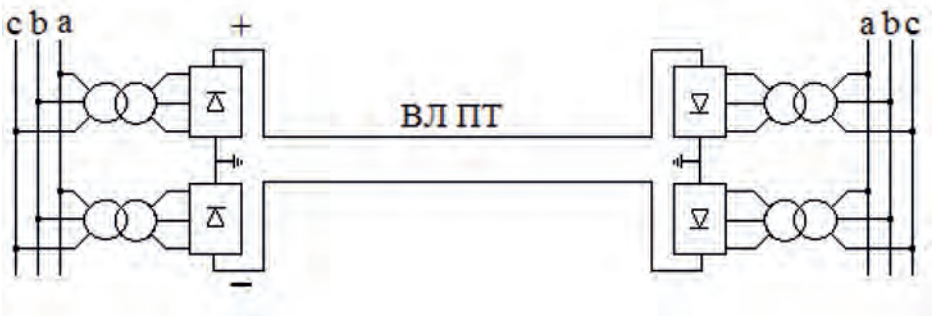


Рис. 5.3.22. ***Принципиальная схема биполярной ППТ***

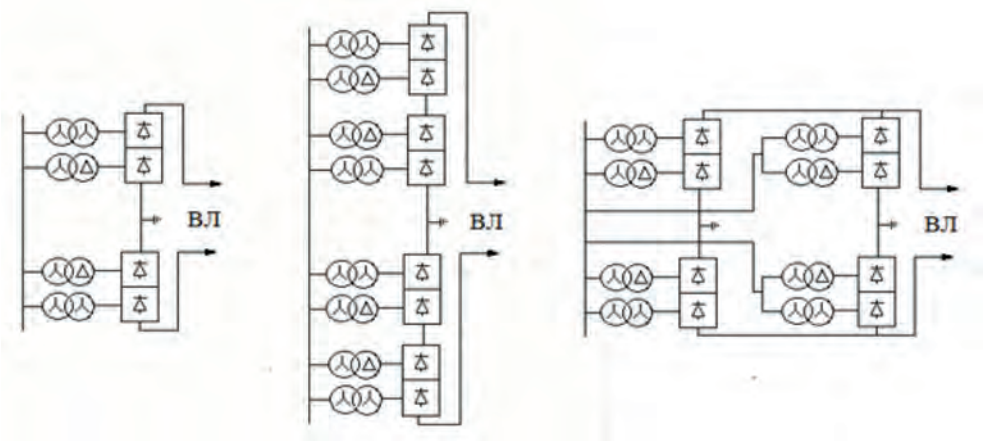
В основе преобразования переменного тока в постоянный и обратно в ППТ лежит 6-фазная мостовая схема Ларионова, повсеместно применяемая в мире. Мост питается от сети переменного тока через трансформатор и собирается на базе высоковольтных тиристорных вентилей (ВТВ), которые, в свою очередь, составляются из отдельных последовательно-параллельно включенных тиристоров.

Для того чтобы снизить уровень высших гармоник, возникающих при преобразовании, на практике обычно применяется двухмостовая 12-фазная схема выпрямления, которая представляет преобразовательный блок, являющийся самостоятельным конструктивным элементом преобразовательной подстанции.

Каждый полюс ППТ может состоять из одного преобразовательного блока (рис. 5.3.23а), двух преобразовательных блоков, включенных последовательно (рис. 5.3.23б) и двух преобразовательных блоков, включенных параллельно (рис. 5.3.23в).

Наибольшие параметры в настоящее время имеет двухцепная бразильская ППТ, построенная в 1980-е годы для выдачи мощности от ГЭС Итайпу [22]. Ее напряжение составляет ±600 кВ, а передаваемая мощность на одну цепь равна 3000 МВт. Более мощная одноцепная ППТ Экибастуз – Центр напряжением ±750 кВ и передаваемой мощностью 6000 МВт была спроектирована в СССР [23], но начатое в кон-

це 1980-х годов ее строительство так и не было завершено в связи с распадом Советского Союза.



а) б) в)

Рис. 5.3.23. ***Схемы подстанций ППТ при различных схемах включения преобразовательных блоков: а) – один преобразовательный блок на полюс; б) – два последовательных блока на полюс; в) – два параллельных блока на полюс***

ППТ оснащена системой управления, регулирования, защиты и автоматики, которая обеспечивает: функционирование ППТ в установившихся и переходных режимах; быстродействующее регулирование передаваемой мощности; отключение преобразовательных блоков и в целом полюса с АПВ в аварийных ситуациях; форсировку мощности остающихся в работе блоков. Насколько сложны преобразовательные подстанции, настолько проста конструкция воздушной биполярной линии (рис. 5.3.24).

К основным достоинствам ППТ, помимо упрощения конструкции линии, относится: хорошая управляемость, позволяющая в пределах периода переменного тока изменять передаваемую мощность; отсутствие потребности в устройствах реактивной мощности на линии; отсутствие независимо от расстояния технических ограничений на величину передаваемой мощности по условию устойчивости; повышение надежности ППТ за счет возможности кратковременной и длительной работы в униполярном режиме при отключении одного из полюсов.

Основным недостатком ППТ является сложность и значительная капиталоемкость преобразовательных подстанций. Кроме того, к недостаткам ППТ относится: протекание тока через землю при отключении одного из полюсов во всех аварийных и ремонтных режимах, что созда-

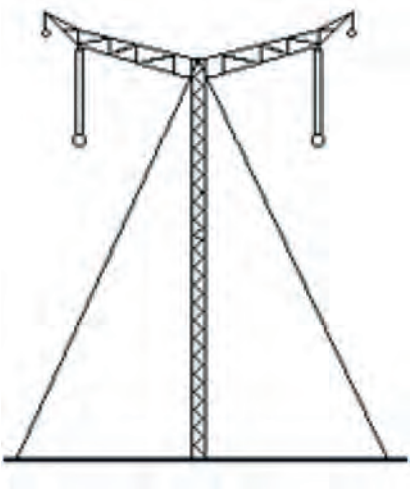


Рис. 5.3.24. ***Промежуточная опора на оттяжках***

ет опасность электрокоррозии подземных сооружений в большой зоне вблизи рабочих заземлений; сложность осуществления отбора мощности от ППТ, и потому все созданные и проектируемые на перспективу ППТ рассчитаны на передачу мощности только между двумя подстанциями [24].

Дальние электропередачи на переменном или постоянном токе, обеспечивая передачу больших потоков мощности на значительные расстояния, в силу их аварийных отказов могут оказывать заметное влияние на надежность работы энергообъединения. Поэтому при расчетах экономической эффективности должна приниматься во внимание надежность ЭП.

Поскольку ППТ позволяет длительную работу при отказе одного полюса, то применительно к ППТ, с точки зрения надежности в качестве независимого элемента, рассматривается отдельный полюс. Для традиционных ЭП переменного тока независимым элементом считается отдельная трехфазная линия при любом виде повреждений (однофазное или многофазное).

Поэтому при технико-экономических сопоставлениях одноцепные биполярные ППТ, как правило, сравниваются с двухцепными ЭП переменного тока. В результате находится так называемая критическая длина линии, при превышении которой затраты в ППТ оказываются меньше, чем в вариант на переменном токе. В зависимости от соотношения стоимостных характеристик подстанций и линий на постоянном и переменном токе критическая длина линии для дальних ЭП находится

в диапазоне 800-1500 км. При рассмотрении проблемы транспорта на сверхдальние расстояния (2000-4000 км) ППТ предпочтительнее компенсированных ЭП, но уступают по экономической эффективности полуволновым ЭП (как это будет показано далее), для работы которых не требуется компенсирующих устройств.

В отечественной литературе имеются противоречивые данные по стоимости преобразовательных подстанций [25, 26]. Учитывая, что разработанное для ППТ ±750 кВ Экибастуз – Центр преобразовательное оборудование морально устарело, а новых разработок в этой части не проводится, естественно обратиться к зарубежному опыту. Рабочей группой СИГРЭ по ППТ в 2009 г. выпущен доклад по технико-экономической оценке связей на постоянном токе [27], в котором приведены стоимостные показатели преобразовательных подстанций.

В качестве показателей надежности преобразовательных подстанций, полученных на основе обобщения опыта эксплуатации действующих ППТ в зарубежной литературе [28-30], приводится число отказов преобразовательного блока, которое оценивается величиной 3-5 отказа/год, и число отказов полюса 0,1 отк/год, если он включает в свой состав два параллельно работающих преобразовательных блока. Средняя длительность одного аварийного простоя составляет порядка 10 час.

С точки зрения повышения надежности ППТ большое значение имеет возможность перегрузки преобразовательного оборудования в аварийных и послеаварийных режимах. Поскольку тиристоры имеют ограниченную тепловую инерцию и не выдерживают длительные сверхтоки, то наибольший постоянный ток ограничивается по величине и времени воздействия. По имеющимся данным, перегрузка длительностью 2 часа допускается на 10%, длительностью 20-30 минут – на 30% и длительностью до 3 сек – на 50%.

В последнее время за рубежом [31-33] прорабатывают варианты схем и конструкции оборудования ППТ напряжением ±800 кВ с учетом современных достижений в преобразовательном оборудовании. Первая в мире ППТ напряжением ±800 кВ в настоящее время создана в Китае.

Большинство ВЛ постоянного тока спроектированы в одноцепном исполнении с двумя полюсами на опоре (биполярная ВЛ). Но с ростом пропускной способности ППТ до 6000-8000 МВт для радикального повышения надежности могут оказаться оправданными и варианты исполнения ВЛ с четырьмя полюсами на одной опоре [34]. Такое

выполнение ВЛ на постоянном токе имеет важные преимущества, которые состоят в некотором повышении надежности и маневренности передачи, а также возможности во всех аварийных и ремонтных режимах передачи полностью исключить или значительно сократить по величине и длительности протекания через землю рабочего тока, опасного электрокоррозией ответственных подземных объектов.

Экзотичные электропередачи

В рассматриваемых далее экзотичных ЭП (рис. 5.3.25) беспроводного типа их структура видоизменяется полностью, а в газовых и криогенных ЭП инновации касаются только ЛЭП.

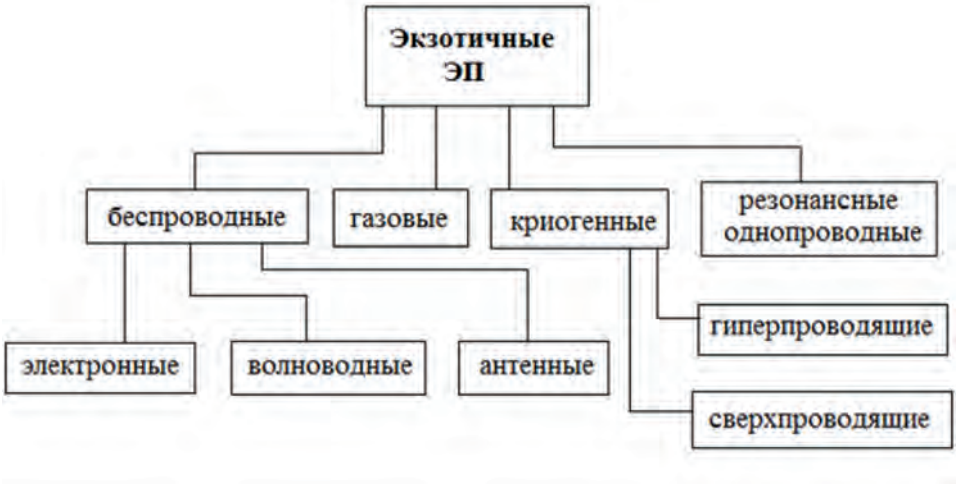


Рис. 5.3.25. ***Типы экзотичных ЭП***

Беспроводные электропередачи. Под беспроводными электропередачами понимаются передающие системы, в которых отсутствует линия в привычном ее понимании с использованием фазных токопроводов. К таким передающим системам относятся электронные электропередачи и высокочастотные электропередачи различных типов, общая характеристика которых приводится ниже.

Электронные электропередачи. В 1964 г. академиком Будкером была высказана мысль о принципиальной возможности передачи энергии электронным пучком по вакуумному трубопроводу (рис. 5.3.26). Размещение трубы с высоким вакуумом внутри трубы со средним вакуумом (форвакуумной трубы) необходимо для поддержания задан-

1 – антикоррозийная электроизоляционная труба; 2 – внутренняя труба; 3 – электронный пучок; 4 – полюса магнитов для удержания электронного пучка в центре; 5 – высокий вакуум; 6 – средний вакуум.

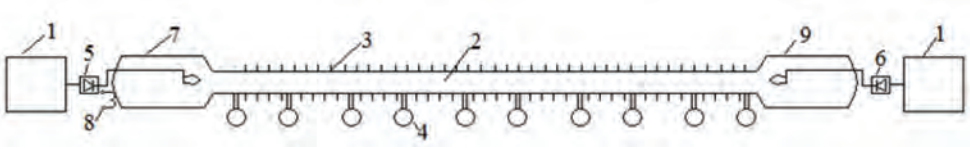
Рис. 5.3.26. ***Электронная линия***

ного разрежения и повышенной надежности в случае образования неплотностей в вакуумпроводе.

В состав электронной ЭП входят ускоритель, рекуператор, электронная линия, а также выпрямительная и инверторная ПС (рис. 5.3.27). Ускоритель преобразует электроэнергию в кинетическую энергию пучка электронов. В ускорителе генерирование электронного пучка осуществляется в трубке при приложении к ее электродам ускоряющего напряжения 1000-1500 кВ.

Основная проблема при создании ускорителя заключается в обеспечении требуемой электрической прочности. КПД ускорителя составляет около 100%. Стабильная эмиссия (испускание) килоамперных токов может быть получена на основе широко используемых в ускорительной технике термокатодов. При толщине эмитирующего слоя в 1 см эмиссионные характеристики катодного узла сохраняются в течение нескольких лет работы. Рабочая температура 1500 °С поддерживается посредством контролируемого нагрева.

В электронной линии энергия передается электронным пучком, распространяющимся в вакуумированной трубе. При дальней передаче



1 – отправная и приемная подстанции переменного тока; 2 – электронная линия; 3 – фокусирующая система; 4 – вакуумные насосы; 5 – выпрямитель; 6 – инвертор; 7– ускоритель; 8 – термокатод; 9 – рекуператор.

Рис. 5.3.27. ***Схема электронной электропередачи***

энергии определяющими требованиями являются: малые потери электронов в тракте; устойчивость режима транспортировки; экономическая эффективность.

Основная проблема – это разработка системы удержания интенсивного электронного пучка в апертуре вакуумной трубы как на прямолинейном, так и криволинейных участках, когда тракт, следуя рельефу местности, образует изгибы. Для магнитного сопровождения пучка пригодны магнитные системы, осуществляющие сильную фокусировку пучка, состоящие из дискретно расположенных вдоль тракта магнитов, азимутально повернутых друг относительно друга.

Другая проблема – это получение и поддержание внутри трубы высокого вакуума (10^{-7} мм рт. ст.), что предполагает использование в конструкции трубы надежной герметизации и материалов с пониженным газовыделением. Необходимы также высоковакуумные насосы и геттерные устройства эпизодического включения, которые должны быть расставлены с шагом порядка сотен метров вдоль электронопровода.

Требования к физическим параметрам тракта:

1. Для передачи 10 ГВт тракт должен иметь диаметр порядка 1 м и размещаться под землей. В трубе необходим высокий технический вакуум.

2. Для транспортировки пучка электронов предпочтительно иметь повышенное напряжение 5-6 МВ и ток 2-5 кА, чтобы обеспечить передачу мощности 10-30 ГВт.

3. Для удержания пучка электронов в фиксированном объеме радиусом 1-5 см необходимо магнитное поле 3-5 кГс, создаваемое линзами периодически фокусируемой примерно через 1 м магнитной системой.

Кинетическая энергия электронного пучка должна преобразовываться на приемном конце в электроэнергию. Возможны индуктивный способ с использованием трансформирующих устройств и торможение в электрическом поле. Рекуператор с индуктивным преобразователем представляет по сути трансформатор, первичной обмоткой которого является электронный пучок, а вторичные обмотки подключаются к соответствующим преобразовательным блокам для получения напряжения требуемой величины и частоты. В рекуператоре с торможением электронного пучка в электростатическом поле электронный пучок направляется в зону тормозящего поля, образованного между электронопроводом и коллектором, находящимся под высоким отрицательным потенциалом. При таком торможении большая часть кинетической

энергии пучка преобразуется в электроэнергию. КПД рекуператора составляет 95-99%.

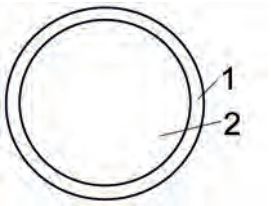
Для предотвращения выхода из строя электронной линии в аварийных ситуациях в ее структуре должен быть заложен принцип дублирования. Кинетическая энергия внутри тракта имеет величину 10 МДж/100 км, т.е. десятки мегаджоулей при длине линии 500-1000 км. Локальное выделение такой энергии может привести к значительным повреждениям системы транспортировки. Поэтому кроме быстрого отключения инжекции (вбрасывания) пучка в канал в аварийной ситуации должны быть предусмотрены фокусирующие устройства, управляемые быстродействующими системами, посредством которых пучок сбрасывается на стенки вакуумпровода на протяженном участке с плотностью энергии недостаточной для повреждения элементов конструкции.

Электронная линия является источником излучения, возбуждаемого быстрыми электронами, падающими на элементы конструкции. Мощность дозы на расстоянии нескольких метров от электронной линии многократно превышает допустимый уровень. Необходимое ослабление проникающей радиации составляет 10^6 раз, что может быть достигнуто окружением электронной линии слоем бетона (1,8 м) или грунта (2,5 м). Прокладка электронной линии на глубине 2,5 м решает проблему защищенности окружающей местности от жесткого тормозного излучения, возникающего при эксплуатации электронной линии. В зоне ускорителя и рекуператора должна быть обеспечена биологическая защита путем их размещения в бетонных бункерах.

Волноводные электропередачи. Освоение дециметровых и сантиметровых диапазонов микроволн (2,4-5,8 ГГц) вызвало интерес к беспроводной передаче энергии с помощью направленного микроволнового излучения. Принципиально возможны беспроводные системы с использованием волноводов и антенного типа.

Волновод представляет собой цилиндрическую тонкостенную трубу диаметром 1,5-2 м, по которой на сверхвысоких частотах (СВЧ) можно передать порядка 5-10 ГВт (рис. 5.3.28).

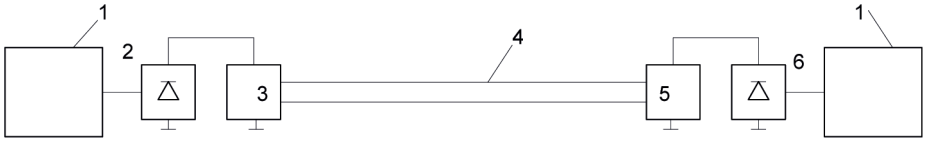
Для генерирования на сверхвысоких частотах необходимы мощные СВЧ-генераторы. Для этой цели могут использоваться вакуумные (клистроны, магнетроны и гиротроны) и твердотельные устройства с КПД порядка 90%. Необходимы также преобразователи, осуществляющие преобразование энергии высокой частоты в электроэнергию промышленной частоты. Наиболее пригодны для этой цели полупро-



1 – труба из пенопласта, внутренняя поверхность которой покрыта тонким слоем меди; 2 – воздух.

Рис. 5.3.28. ***Волноводная линия***

водниковые диоды, согласованные с полуволновыми вибраторами, преобразующими энергии СВЧ в энергию постоянного тока, который далее инвертируется в переменный ток. На рис. 5.3.29 приведена принципиальная схема волноводной ЭП.



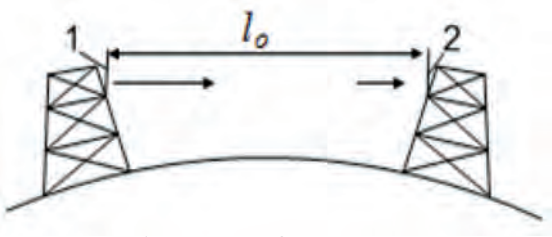
1 – отправная и приемная подстанции переменного тока; 2 – выпрямитель; 3 – СВЧ-генератор; 4 – волновод; 5 – диодная система; 6 – инвертор.

Рис. 5.3.29. ***Принципиальная схема волноводной ЭП***

Учитывая, что КПД отдельных элементов соответственно составляет: выпрямитель – 0,97, СВЧ-генератор на клистронах – 0,9, волноводная линия – 0,98, диоды – 0,9 и инвертор – 0,97, находим, что КПД волноводной ЭП в целом сравнительно низок – 0,74.

Антенные электропередачи для наземного использования. В диапазоне сантиметровых волн удается сконцентрировать излучаемую мощность в угле менее 1°. Но с увеличением частоты увеличивается поглощение волн в тропосфере (нижний слой земной атмосферы). Оптимальная частота для передачи энергии на сверхвысоких частотах по воздуху составляет 3 ГГц. С экологической точки зрения важно, чтобы уровень фонового излучения за пределами приемно-преобразующего комплекса наземной микроволновой линии не превышал экологически безопасного уровня. По западным стандартам микроволновое излучение считается безопасным в течение рабочего дня при плотности мощности меньшей 100 Вт/м^2. Следует также считаться с таким ограничением, как засорение эфира. При условии строгой регламентации частот появление мощного источника на СВЧ не вызовет каких-либо осложнений в работе и перегрузки других диапазонов.

СВЧ могут использоваться для передачи энергии только в пределах прямой видимости. За этим пределом напряженность поля СВЧ резко уменьшается из-за дифракции, т.е. огибания волной встречающихся на ее пути препятствий. На рис. 5.3.30 показана схема беспроводной передачи энергии в пределах прямой видимости. Для увеличения дальности действия передач антенны поднимаются возможно выше над землей. При высоте антенн 100 м расстояние прямой видимости составит $\ell_0 = 71$ км.



1 – антенна; 2 – ректенна

Рис. 5.3.30. ***Схема беспроводной передачи энергии в пределах прямой видимости***

Радиусы антенн определяются расстоянием передачи и требуемым КПД. Так, например, при передаче в пределах прямой видимости при $\ell_0 = 71$ км для обеспечения КПД близким к единице требуются радиусы антенн порядка 70 м.

Для увеличения дальности передачи энергии, по сравнению с дальностью в пределах прямой видимости, возможно использование наземного ретранслятора, либо ретранслятора, установленного на искусственном спутнике Земли. Поскольку размеры антенн определяются расстоянием передачи, то при использовании ретранслятора, установленного на спутнике Земли, радиусы антенн получаются чрезмерно большими (несколько сотен метров).

На рис. 5.3.31 изображена принципиальная схема антенной ЭП, которая включает передающую часть, беспроводную линию и приемную часть. В свою очередь, передающая часть состоит из выпрямительной подстанции, СВЧ-генераторов и антенны, излучающей электромагнитные волны.

В качестве СВЧ-генераторов могут быть пригодны магнетроны, клистроны и гиротроны. Наиболее перспективными представляются клистроны, единичная мощность которых достигает 50 кВт, а КПД примерно 0,9, что выше чем у других генераторов. Клистроны обладают высоким усилением, низкими шумами и возможностью управления

1 – отправная и приемная подстанции; 2 – выпрямитель; 3 – СВЧ-генератор; 4 – передающая антенна; 5 – приемная антенна; 6 – диодная система; 7 – инвертор.

Рис. 5.3.31. ***Принципиальная схема антенной ЭП***

фазой выходного сигнала на низком уровне мощности (около 1 Вт). Излучающая антенна представляет активную фазированную плоскую решетку. Для ориентации луча в центр приемной антенны каждый элемент антенны должен иметь быстродействующее устройство подстройки фазы.

Принципиально возможна беспроводная передача энергии на большие расстояния с использованием пассивных ретрансляторов, установленных на спутниках Земли. Пассивные ретрансляторы делятся на стабилизированные, ориентированные определенным образом относительно Земли, и нестабилизированные. Стабилизированные пассивные ретрансляторы требуют применения электронных схем управления пространственным положением аппарата. Пассивные ретрансляторы отличаются большой надежностью и долговечностью. Недостатком схемы беспроводной передачи энергии на базе спутников Земли является требование большой площади передающей и приемной антенн, которая возрастает с увеличением дальности передачи энергии. Поэтому желательно рассмотреть возможность установки ретрансляторов на аэростатах, что резко сокращает требуемую площадь антенн и затраты на их сооружение и эксплуатацию. Однако в этом случае возникает проблема стабилизации ретранслятора.

Принципиально возможен также вариант, в котором беспроводная передача энергии будет производиться в пределах прямой видимости на расстояние сотен километров с установкой нескольких ретрансляторов с переизлучающими фазированными антенными решетками, способными воспринимать СВЧ излучение и передавать его в нужном направлении.

Приемный конец беспроводной ЭП состоит из ректенны, блока полупроводниковых диодов, преобразующих СВЧ энергию в энергию постоянного тока, и инверторов для дальнейшего преобразования в переменный ток. На приемной стороне высокоэффективное преобра-

зование СВЧ энергии в энергию постоянного тока, вероятнее всего, будет осуществляться путем применения твердотельных СВЧ-приборов (арсенид-галлиевых диодов или диодов с барьером Шотки), имеющих КПД преобразования около 0,9 на СВЧ. Так как их единичная мощность не очень велика (50-100 Вт), то возможным техническим решением является создание многоэлементной ректенны-выпрямителя, каждый элемент которой состоит из полуволнового вибратора и согласованной с ним простой выпрямительной цепи на полупроводниковых СВЧ-приборах.

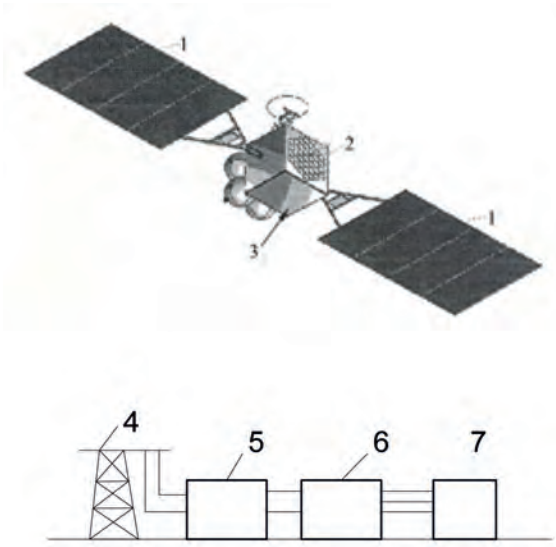
Беспроводная ЭП не может быть реверсивной, так как клистроны могут только излучать энергию, а диоды ректенны только принимать ее и преобразовывать в постоянный ток.

Принимая во внимание КПД отдельных элементов: выпрямитель – 0,7, клистроны – 0,9, антенна – 0,98, воздух – 0,98, ректенна – 0,9, диоды – 0,9, инвертор – 0,97, найдем КПД беспроводной ЭП в целом равным примерно 0,66, что значительно ниже, чем для традиционных воздушных дальних ЭП, у которых этот показатель находится в пределах 0,95-0,97.

Антенные ЭП для космического использования. Идея микроволновой передачи энергии, вырабатываемой космическими солнечными электростанциями, интенсивно разрабатывалась в 70-годы прошедшего столетия. На рисунке 5.3.32 приведена принципиальная схема космической антенной ЭП.

Космическая электропередача включает передающую часть, расположенную на космическом аппарате на высоте примерно 1000 км, и приемную часть, находящуюся на Земле и преобразующую микроволны в переменный ток промышленной частоты [35]. В состав передающей части входят солнечная электростанция на фотопреобразователях, СВЧ-генератор и передающая антенна.

Для космических систем передачи эффективность генерации микроволн имеет особое значение в связи с требованием уменьшения массогабаритных характеристик передающих устройств. В дополнение к массогабаритным характеристикам передающих устройств одним из основных параметров СВЧ-генераторов является уровень их рабочей температуры. Масса охлаждающего радиатора резко возрастает с уменьшением его рабочей температуры, однако повышение последней ведет к сокращению срока службы генерирующих устройств. В результате вакуумные СВЧ-генераторы предпочтительны для космического применения по сравнению с твердотельными устройствами из-за более



1 – фотопреобразователи солнечной электростанции; 2 – СВЧ-генератор; 3 – передающая антенна; 4 – приемная антенна (ректенна); 5 – диодная система для преобразования СВЧ-энергии в постоянный ток; 6 – инвертор для преобразования постоянного тока в ток промышленной частоты; 7 – приемная подстанция.

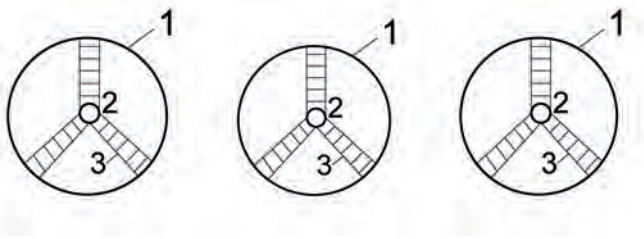
Рис. 5.3.32. ***Космическая беспроводная ЭП***

низких тепловых потерь. Геометрическая конфигурация космических передающих систем, в частности разница в ориентации фотопреобразователй на Солнце, а передающей СВЧ-антенны на наземную ректенну, также оказывает влияние на выбор генерирующего устройства. Приемная часть космической беспроводной ЭП, осуществляющая прием микроволнового излучения и его преобразование для промышленных потребителей, подобна приемной системе, рассмотренной выше для наземной антенной ЭП.

Энергетические системы космического базирования пока не выдерживают конкуренции с наземной солнечной энергетикой в силу их более высоких стоимостных характеристик.

Газовые электропередачи. Новым элементом для газовой ЭП является линия [36], токопроводы которой размещены в трубах, наполненных электроотрицательным газом под давлением (рис. 5.3.33).

Каждая фаза представляет трубу, внутри которой размещается токопровод с помощью изолирующих распорок. Высокие номинальные напряжения требуют значительных давлений. Рабочее давление выбирается так, чтобы при минимальной зимней температуре не происходи-



1 – труба из немагнитного материала (алюминий); 2 – токопроводы; 3 – изолирующие распорки

Рис. 5.3.33. ***Трехфазная газовая линия: токопроводы в разных трубах***

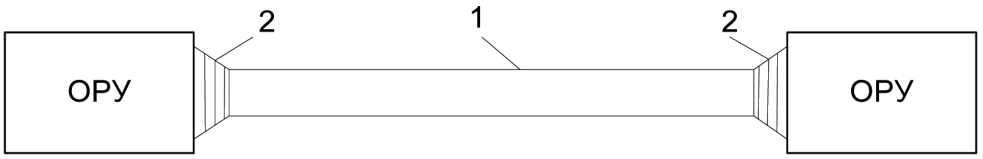
ло сжижение газа. Для смеси азота и элегаза, при доле последнего 10%, при давлении 3 МПа сжижение происходит при температуре -45 °С. Вследствие наличия распорок и примесей в газе допустимая напряженность составляет 50-60 кВ/см (для воздуха она равна 5 кВ/м). В трубах диаметром 1м при давлении 3 МПа реально использование фазных напряжений порядка 1000 кВ и соответственно линейных напряжений около 1800 кВ.

Электрические параметры газовой линии существенно зависят от материала трубы. При металлической трубе по ней протекает ток в противофазе с током токопровода. Поэтому параметры и, в частности волновое сопротивление, рассчитываются независимо для каждой фазы и составляет порядка 50 Ом. При использовании диэлектрического материала для трубы между фазами появляется электромагнитная связь и волновое сопротивление возрастает на 20-40%. Но у газовой линии с диэлектрическими оболочками достигается более высокий КПД.

В силу высокой натуральной мощности газовой линии требуется установка компенсирующих устройств, мощность которых превышает более чем в 5 раз мощность таких установок для воздушной линии при равенстве номинальных напряжений газовой и воздушной линии. С точки зрения улучшения технико-экономических показателей газовых линий представляется целесообразным разместить три фазных токопровода в одной трубе.

Прокладка газовой линии в земле нежелательна из-за перегрева и осушки грунта. Такие линии большой протяженности следует прокладывать над поверхностью земли.

Для сочленения газовой линии с ОРУ подстанции необходимо создание проходного изолятора – смесь азот и элегаз – воздух (рис. 5.3.34). Однако более естественно в случае газовых линий использовать КРУЭ.



1 – газовая линия; 2 – проходной изолятор азот и элегаз – воздух.

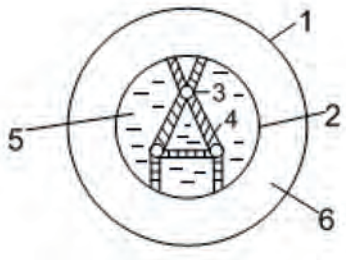
Рис. 5.3.34. ***Сочленение газовой линии с ОРУ***

Экономическая целесообразность использования газовых линий для передачи больших потоков мощности на дальние расстояния сомнительна.

Криогенные электропередачи. Криогенные ЭП делятся на гиперпроводящие и сверхпроводящие. Новым элементом для этих ЭП являются линии, хотя не исключается, что и для ПС и УРМ может использоваться криогенное оборудование [36].

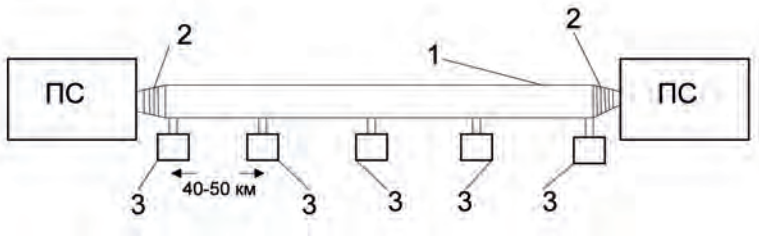
В гиперпроводящих линиях используется эффект снижения удельного сопротивления сверхчистых металлов, например алюминия, при температуре жидкого азота (77,4 °К) на один порядок, а при температуре жидкого гелия (4,2 °К) на три порядка. На рис. 5.3.35 изображена возможная конструкция гиперпроводящей линии. По условиям удовлетворения криогенным и высоковольтным требованиям нецелесообразно использовать напряжение выше 500 кВ. При волновом сопротивлении порядка 50 Ом натуральная мощность при напряжении 500 кВ составляет 5 ГВт.

Для поддержания температуры жидкого азота в гиперпроводящих линиях должны быть предусмотрены рефрижераторы, которые необходимо устанавливать через каждые 40-50 км (рис. 5.3.36).



1 – внешняя труба; 2 – внутренняя труба; 3 – токопровод из сверхчистого алюминия; 4 – изолирующая распорка; 5 – жидкий азот; 6 – вакуум (холодоизолирующая подушка)

Рис. 5.3.35. ***Трехфазная гиперпроводящая линия***



1 – гиперпроводящая линия; 2 – проходной изолятор жидкий азот – воздух; 3 – рефрижераторы.

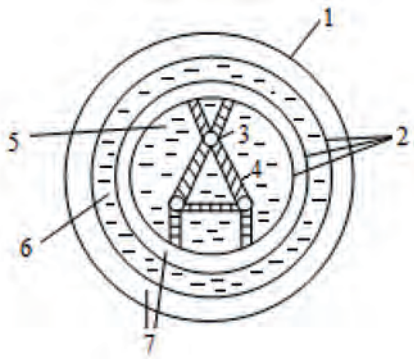
Рис. 5.3.36. ***Схема гиперпроводящей линии***

Эффективность гиперпроводящей линии в значительной степени обесценивается низким КПД рефрижераторов. Для связи этих линий с подстанциями требуются проходные изоляторы жидкий азот – воздух.

В сверхпроводящих линиях используется эффект сверхпроводимости, когда у некоторых металлов (ниобий, свинец) при достижении критической температуры сопротивление становиться равным нулю. Критическая температура для ниобия составляет 9,2 °К. На рис. 5.3.37 показана возможная конструкция трехфазной сверхпроводящей линии.

Предельный ток для сверхпроводящих линий, при котором происходит нарушение сверхпроводящего состояния (достижение критических магнитных полей), составляет порядка 100 кА.

Для сверхпроводящих линий напряжением 500 кВ достижимая пропускная способность составляет порядка 5-10 ГВт. Ограничением является выделение тепловой энергии в нестационарных процессах и

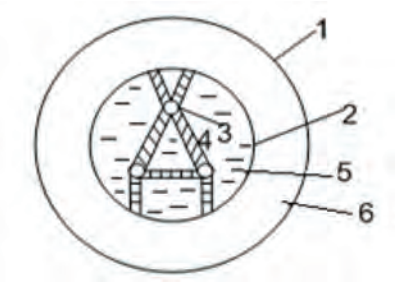


1 – внешняя труба; 2 – внутренние трубы; 3 – подложка с нанесенным на ней тонким слоем сверхпроводящего материала; 4 – изолирующая распорка; 5 – жидкий гелий; 6 – жидкий азот; 7 – вакуум.

Рис. 5.3.37. ***Конструкция трехфазной сверхпроводящей линии***

необходимость ее компенсации с помощью рефрижераторов. Для охлаждения сверхпроводящих линий потребуется мощность криогенных установок в удельном измерении равная примерно 400 кВт/км. Заметим, что удельные потери в линии 1150 кВ, пропускная способность которой находится на уровне сверхпроводящей линии, оказываются заметно меньше (250 кВт/км). Отсюда следует, что эффект сверхпроводимости полностью съедается затратами электроэнергии на ее поддержание и в этом плане сверхпроводящие линии не дают преимуществ по сравнению с ВЛ СВН.

Существенного улучшения технико-экономических показателей сверхпроводящих линий следует ожидать в связи с открытием явления сверхпроводимости у ряда керамических материалов при температурах выше жидкого азота, что позволяет существенно упростить и удешевить конструкцию сверхпроводящих линий (рис. 5.3.38).



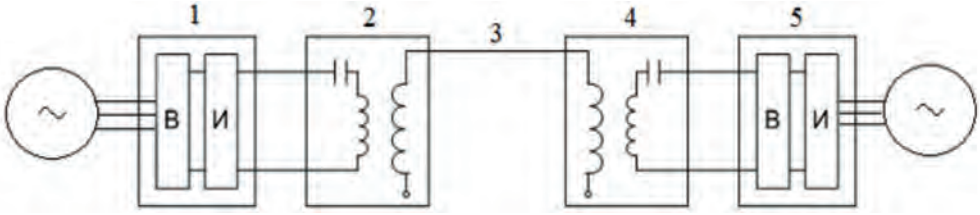
1 – внешняя труба; 2 – внутренняя труба; 3 – сверхпроводник на основе керамических материалов; 4 – изолирующая распорка; 5 – жидкий азот; 6 – вакуум.

Рис. 5.3.38. ***Сверхпроводящая линия на основе керамических материалов***

Не исключается возможность открытия явления сверхпроводимости при комнатных температурах, что приведет к революционным преобразованиям в технике передаче электроэнергии. А пока криогенные ЭП, в силу сложности их конструкции и большой стоимости, могут найти ограниченное применение: ввод больших мощностей в крупные города и вывод мощностей крупных электростанций в стесненных условиях на небольшие расстояния.

Резонансные однопроводные электропередачи. Сто с лишним лет назад Н. Тесла опубликовал результаты своих опытов по резонансному методу передачи электрической энергии. К настоящему времени разработаны теоретические основы использования одиночного проводника для передачи электромагнитной энергии на высокой частоте 1-100 кГц

[37]. Ток одиночного проводника замыкается в виде токов смещения в пространстве, окружающем проводник. На рис. 5.3.39 показана принципиальная схема резонансной однофазной ЭП. Работа такой ЭП основана на использовании двух резонансных контуров с высокой частотой и однопроводной линии между контурами.



1 – преобразователь промышленной частоты в высокую частоту; 2 – резонансный повышающий трансформатор; 3 – однопроводная линия; 4 – резонансный понижающий трансформатор; 5 – преобразователь высокой частоты в промышленную; В – выпрямитель; И – инвертор.

Рис. 5.3.39. ***Принципиальная схема резонансной однофазной ЭП***

Хорошо известно, что в воздушных линиях СВН токи смещения создают потери активной мощности, которые существенным образом зависят от длины линии. Так, например, при работе ВЛ 500 кВ в режиме холостого хода, т.е. когда в ВЛ имеют место только токи смещения, потери активной мощности при длине линии 300 км и сечении фазы 3×330 мм^2 незначительны и составляют не более 0,1% от натуральной мощности линии.

Такое же положение имеет место и в режиме малых нагрузок, не превышающих 10% от натуральной мощности ВЛ, поскольку и в этом случае основная доля потерь связана с токами смещения. Однако с ростом длины линии потери от токов смещения резко возрастают и для полуволновой линии (около 3000 км) – превышают 10%.

Таким образом, из теории цепей с распределенными параметрами, которая подтверждена более чем вековой практикой, следует, что резонансным линиям, как и обычным ВЛ, присущи активные потери, и для их поддержания на приемлемом уровне при заданном классе напряжения требуется выбор соответствующего сечения линии.

Оптимальные пропускные способности обычных трехфазных ВЛ близки к их натуральным мощностям. Для того чтобы при работе резонансной однопроводной линии в ней преобладали токи смещения, необходимо чтобы ее пропускная способность не превышала 10% от ее натуральной мощности

Из условия равенства пропускных способностей этих линий вытекает связь между фазными напряжениям резонансной однопроводной

линии и трехфазной ВЛ. Для резонансной однопроводной линии в кабельном исполнении ее фазное напряжение должно превышать фазное напряжение обычной трехфазной линии не менее чем в 3 раза, а для резонансной однопроводной линии в воздушном исполнении не менее чем в 5 раз.

Более чем трехкратное увеличение напряжений для резонансных однопроводных линий по сравнению с трехфазными линиями приведет к резкому увеличению габаритов резонансных однопроводных линий, а выбор их сечений будет определяться условием исключения коронного разряда. В результате вряд ли стоит ожидать значительного снижения стоимости резонансных однопроводных линий по сравнению с обычными ВЛ.

Другой фактор, говорящий не в пользу резонансных однопроводных ЭП, заключается в необходимости применения преобразователей частоты. Известные преобразователи частоты с промежуточным звеном постоянного тока включают в свой состав выпрямитель и инвертор на отправном конце и инвертор и выпрямитель на приемном. Таким образом, если сравнивать резонансную систему с ППТ, то нетрудно увидеть, что для нее требуется двойная мощность преобразовательной техники. Из вышесказанного следует, что резонансные однопроводные ЭП не могут явиться альтернативой для традиционных распределительных и межсистемных связей.

Сверхдальние ЭП

Потребность в сверхдальнем транспорте электроэнергии. Растущий интерес в ряде стран мира к проблеме транспорта больших потоков мощности на сверхдальние расстояния 2000-4000 км определяется возможностью создания источников дешевой электроэнергии, удаленных от центров нагрузки.

Особый интерес к этой проблеме существует в России [38]. Объективной тенденцией развития энергетики России на ближайшую и отдаленную перспективу является увеличение электронного транспорта энергетических ресурсов за счет возрастающего вовлечения в баланс европейских районов страны ресурсов ее азиатской части. Один из путей повышения эффективности работы ЕЭС России заключается в привлечении с помощью сверхдальней ЭП неиспользуемых мощностей ГЭС Сибири с целью решения проблемы маневренных мощностей в европейской секции ЕЭС, которая встанет в перспективе очень остро в связи с расширенным использованием АЭС нового поколения. Кроме

того, имеются возможности экспорта электроэнергии из России в Китай, Южную Корею и Украину.

Давний интерес к проблеме сверхдальнего транспорта электроэнергии существует в Бразилии, где пока используется менее 30% гидроэнергетического потенциала. Значительная часть неиспользуемого потенциала (порядка 100 ГВт) располагается на притоках Амазонки на расстоянии 2000-2800 км от дефицитных центров нагрузки, к которым относятся такие мегаполисы как Рио-де-Жанейро и Сан-Паулу. В конце 1980-х годов корпорация ELETROBRAS рассматривала проект сооружения Амазонских ГЭС и передачи их мощностей в промышленно развитые районы юго-западной часть страны на расстояние 2000-2800 км [39]. Однако разразившийся в Бразилии в 90-е годы экономический кризис отодвинул осуществление Амазонского проекта за 2020 год.

В настоящее время электроэнергетика Бразилии находится в состоянии устойчивого развития. Сооружение ГЭС представляет самый дешевый путь увеличения мощности в ЕЭС Бразилии. В качестве первоочередного объекта в Бразилии рассматриваются проект ГЭС на реке Мадейра мощностью 7000 МВт на расстоянии 2600 км от центров нагрузки [40].

Большая заинтересованность в создании сверхдальних ЭП существует и в Южно-Африканской Республике [26] для привлечения высокоэффективных мощностей ГЭС на реке Конго, сооружение которых планируется в перспективе. Единая энергосистема ЮАР (ESKOM) входит в состав Южно-Африканского энергообъединения, которое было создано в 1995 г. на базе сетей 400 кВ. При своем развитии ESKOM испытывает дефицит электроэнергии. В настоящее время специалисты ESKOM рассматривают варианты транзитных сверхдальних ЭП мощностью порядка 6000 МВт на расстояния 3000 км от будущих ГЭС на реке Конго в энергосистему ЮАР.

Возможные пути решения проблемы сверхдальнего транспорта электроэнергии. При современном уровне развития техники передачи электроэнергии проблема сверхдальнего транспорта может быть решена с помощью ЭП СВН и УВН как постоянного, так и переменного тока.

ППТ включает в свой состав выпрямительную и инверторную подстанции и воздушную линию (рис. 5.3.40а), как правило биполярную. Основные факторы, говорящие в пользу передачи электроэнергии на постоянном токе, заключаются в следующем: отсутствует независимо от расстояния техническое ограничение на величину передаваемой

мощности по условию устойчивости; упрощается конструкция линии, что приводит к ее удешевлению по сравнению с трехфазными линиями переменного тока такой же пропускной способности; повышается надежность электропередачи за счет возможности кратковременной и длительной работы в униполярном режиме при аварийном отключении одного из полюсов. Основным недостатком ППТ является сложность, низкая надежность и значительная капиталоемкость преобразовательных подстанций.

Проблема сверхдальнего транспорта электроэнергии на переменном токе имеет два принципиально различных варианта решения. Первый вариант лежит на пути использования компенсированных ЭП (рис. 5.3.40б), в состав которых входят концевые подстанции и УРМ.

Пропускная способность компенсированных ЭП в первую очередь ограничивается требованием сохранения устойчивости, и основная функция УРМ состоит в обеспечении условий для его выполнения. С помощью УРМ можно осуществлять либо компенсацию электрической длины, либо поддержание напряжения в промежуточных точках.

Для компенсации электрической длины используются устройства продольной компенсации (УПК), устанавливаемые в промежуточных пунктах через каждые 400-600 км. Поддержание напряжения в промежуточных точках линии осуществляется с помощью управляемых УРМ, в качестве которых могут использоваться подмагничиваемые шунтирующие реакторы, подключаемые непосредственно к линии, а также статические тиристорные компенсаторы, подсоединяемые к линии с помощью трансформаторов. Пропускная способность компенсированной ЭП повышается с увеличением числа промежуточных пунктов на линии и мощности УРМ в отдельном пункте. Существует ряд путей, позволяющих довести пропускную способность компенсированных ЭП до уровня, которым характеризуются ППТ. В первую очередь здесь имеется в виду использование управляемых УРМ, а также компактных ВЛ. Недостатком компенсированных ЭП на сверхдальние расстояния, является необходимость сооружения промежуточных пунктов и большая потребность в УРМ.

Второй вариант решения проблемы сверхдальнего транспорта энергии на переменном токе базируется на использовании полуволновых электропередач (ПЭП) (рис. 5.3.40в), в состав которых входят концевые подстанции и полуволновая ВЛ (ПВЛ) [41, 42]. ПВЛ не имеют ограничений на передаваемую мощность по условию устойчивости в

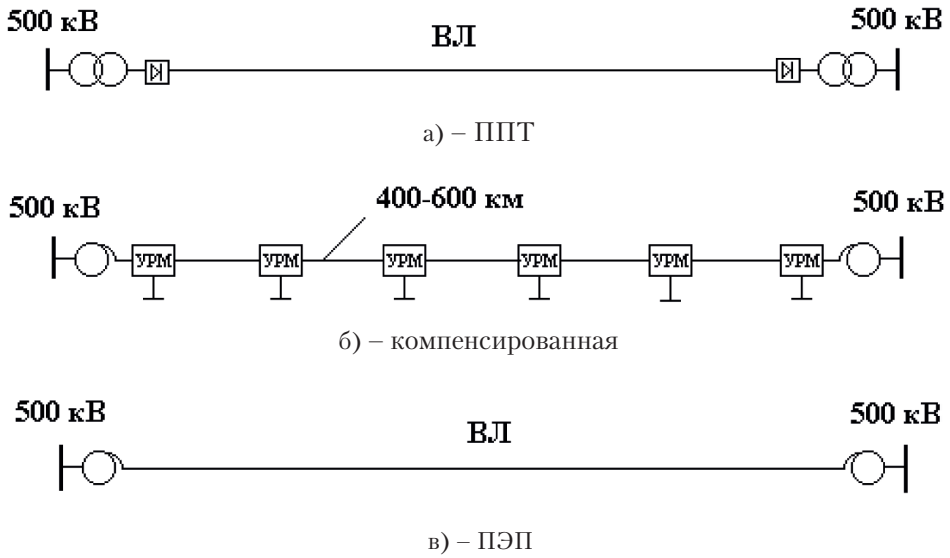


Рис. 5.3.40. ***Принципиальные схемы сверхдальних***

силу того, что их реактивное сопротивление равно нулю. Кроме того, такие линии сбалансированы по реактивной мощности и для их работы не требуется установки компенсирующих устройств.

При частоте 50 Гц длина ПВЛ составляет $\lambda\pi \approx 2900$ км, а при 60 Гц – $\lambda\pi \approx 2400$ км. Если длина линии отличается от полуволновой, то придать ей свойства полуволны можно путем включения в концевых пунктах УРМ, обеспечивающих настройку на полуволну, если длина линии меньше полуволновой, и компенсацию до полуволны, если длина линии значительно больше полуволны. Практически работа линии в полуволновом режиме обеспечивается без применения УРМ в диапазоне длин $\lambda\pi \pm 300$ км, поскольку при длинах линии меньше полуволновой следует учитывать настраивающий эффект концевых автотрансформаторов, составляющий порядка 300 км, а при длинах, превышающих полуволновую в пределах 300 км, можно обойтись без компенсирующих устройств.

Полуволновые электропередачи. Главным элементом ПЭП является ПВЛ обладающая рядом свойств, которые отличают ее от компенсированной линии переменного тока. Отметим пять необычных свойств ПВЛ: 1 – независимость фазового сдвига между напряжениями по концам линии от передаваемой мощности; 2 – тождественность полуволновой линии по критерию устойчивости с линией нулевой длины; 3 – сбалансированность по реактивной мощности во всех режимах; 4 – прямо пропорциональная зависимость напряжения в середине

линии от передаваемой мощности; 5 – возможность шунтирования полуволновой линии в средней точке.

Уже только перечень необычных свойств ПВЛ говорит о том, что решение теоретических и практических вопросов таких линий требует специального подхода. Систематические исследования в области ПЭП начали проводиться в Сибирском НИИ Энергетики с 1956 г. под руководством основателя школы сибирских электроэнергетиков, д.т.н., профессора В.К. Щербакова. В результате проведенного комплекса НИР и выполнения в 1978-1980 гг. совместно с «Энергосетьпроектом» технико-экономического обоснования ПЭП Сибирь – Европейская часть России напряжением 1150 кВ и передаваемой мощностью 13500 МВт были предложены экономичные и надежные схемы и обоснованы технико-экономические параметры ПЭП с учетом их работы в составе сложного энергообъединения. Неоценимую роль в доказательстве работоспособности таких ЭП сыграли комплексные испытания ПЭП в 1967 г. в сети 500 кВ ЕЭС СССР под руководством объединенного диспетчерского управления, когда по ПЭП 500 кВ Волгоград – Москва – Челябинск длиной 2858 км успешно передавалась мощность 1050 МВт [43]. Таким образом, ПЭП является хорошо проработанным объектом, ждущим своего практического внедрения.

На рис. 5.3.41 приведена принципиальная схема сверхдальней ЭП полуволнового типа напряжением 1150 кВ с использованием оборудования, предназначенного для дальних ЭП 1150 кВ переменного тока.

Сравнение надежности и технико-экономических показателей ПЭП И ППТ

Схемы сверхдальних ЭП, удовлетворяющие критерию надежности N-1. Сверхдальние ЭП, обеспечивая передачу больших потоков мощ-

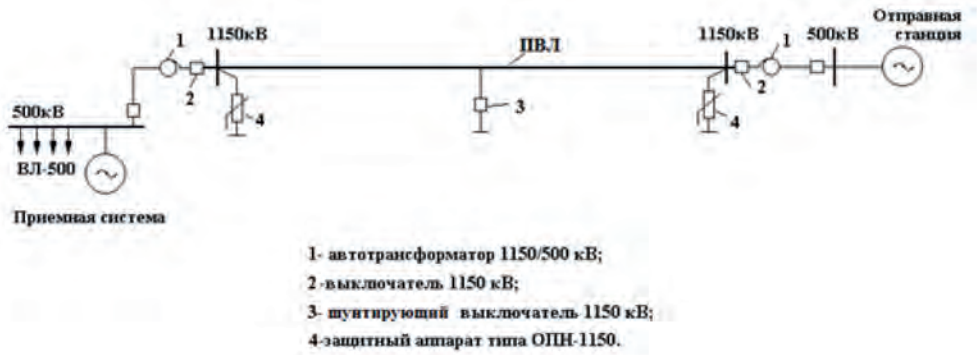


Рис. 5.3.41. ***Принципиальная схема ПЭП 1150 кВ***

ности на значительные расстояния, в силу их аварийных отказов могут оказывать заметное влияние на надежность работы энергообъединения. Поэтому при транспорте электроэнергии, помимо обеспечения экономической эффективности, должна быть решена проблема надежности, которая включает два ее аспекта, а именно: режимную (временной охват 20-30 минут) и балансовую (многочасовой временной охват) надежность [44]. Мировой опыт показывает, что сравнительно высокий уровень надежности энергосистем обеспечивается, если при их эксплуатации выполняется критерий N-1.

Традиционным решением проблемы надежности для широко используемых в мире дальних ЭП является сооружение двухцепных линий. Применительно к сверхдальним ЭП такое решение также возможно. На рис. 5.3.42, 5.3.43 показаны схемы двухцепных ППТ и ПЭП типовой мощностью 6000 МВт.

Поскольку доля наиболее вероятных однополюсных (однофазных) отказов в ЭП УВН достигает 98%, то выполнение критерия N-1 целесообразно рассматривать применительно к этим аварийным ситуациям.

На преобразовательных ПС предусматривается 33-процентная перегрузочная способность продолжительностью 20-30 минут. Для двухцепных ППТ критерий N-1 по условию режимной надежности удовлетворяется при однополюсных авариях. Однако по условию балансовой надежности критерий N-1 не выполняется при многочисленных однополюсных авариях на ПС. Число вынужденных отказов на одну ветвь 1500 МВт составляет ориентировочно 3 отк./год. Продолжительность вынужденных отказов достигает несколько часов. Поэтому исполь-

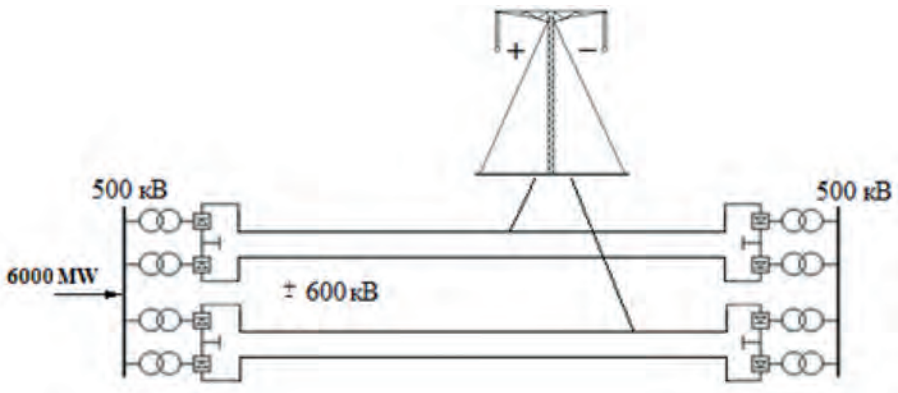


Рис. 5.3.42. ***Двухцепная ППТ (2×ППТ)***

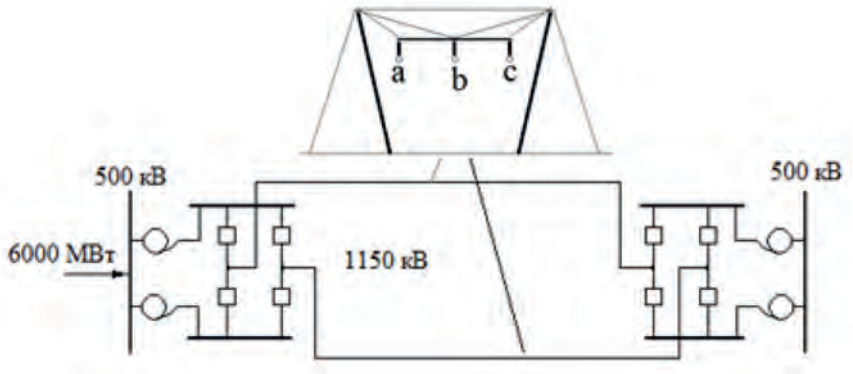


Рис. 5.3.43. ***Двухцепная ПЭП (2×ПЭП)***

зование перегрузочной способности преобразовательных блоков на все время вынужденного отказа недопустимо. Таким образом, после 20-30 минутного послеаварийного режима мощность преобразовательных ПС путем снятия перегрузки снижается до 4500 МВт, что приводит к необходимости принятия противоаварийных мер в примыкающих системах с возможными неблагоприятными последствиями. Поскольку ППТ не удовлетворяет критерию N-1 по условию балансовой надежности, то в приемной системе необходимо предусматривать дополнительный оперативный резерв, чтобы обеспечить такой же уровень надежности, как и варианте с ПЭП, либо следует увеличить установленную мощность преобразовательных ПС до 8000 МВт, чтобы удовлетворялся критерий N-1 по условию балансовой надежности. Отмеченные недостатки следовало бы принимать во внимание. Однако в практике проектирования ППТ установленная мощность преобразовательных ПС выбирается исходя лишь из критерия N-1 по условию режимной надежности.

В случае двухцепной ПЭП определяющая доля повреждений приходится на линейную часть. При этом неустойчивые КЗ могут быть ликвидированы в цикле ОАПВ, а для устранения устойчивых КЗ аварийная цепь должна отключаться целиком. Следовательно, остающаяся в работе цепь должна быть рассчитана на передачу полной мощности 6000 МВт.

Однако по экономическим и экологическим соображениям для сверхдальних ЭП целесообразно использовать одноцепные линии вместо двухцепных. Такой путь допустим, если имеется техническое решение, гарантирующее одинаковый уровень надежности в этих вариантах при ликвидации наиболее вероятных однофазных повреждений. (Слу-

чаи экстремальных аварийных ситуаций, возможные как в двухцепных, так и одноцепных ЭП переменного и постоянного тока и приводящие к полному отказу передачи электроэнергии, являются маловероятными, и в любом варианте должны быть предусмотрены защитные меры против них).

В качестве такого решения на переменном токе эффективным является вариант использования одноцепной схемы (рис. 5.3.44) с резервной фазой линии (РФЛ). При наиболее вероятных однофазных повреждениях РФЛ вводится в работу вместо аварийной фазы не более чем за 0,3-0,4 сек. Для ПЭП с РФЛ при любых однофазных повреждениях на ВЛ или ПС критерий N-1 удовлетворяется по условию как режимной, так и балансовой надежности (при повреждении на одной из фаз автотрансформатора она оперативно замещается резервной фазой). В дополнение предлагаемая конструкция позволяет улучшить ремонтопригодность линейной части схемы за счет возможности проведения пофазных ремонтов и снизить экологическое влияние в силу уменьшения полосы отчуждения для линии.

Очевидным недостатком ЭП с РФЛ является недоиспользование суммарного сечения ВЛ в нормальном режиме. Однако применитель-

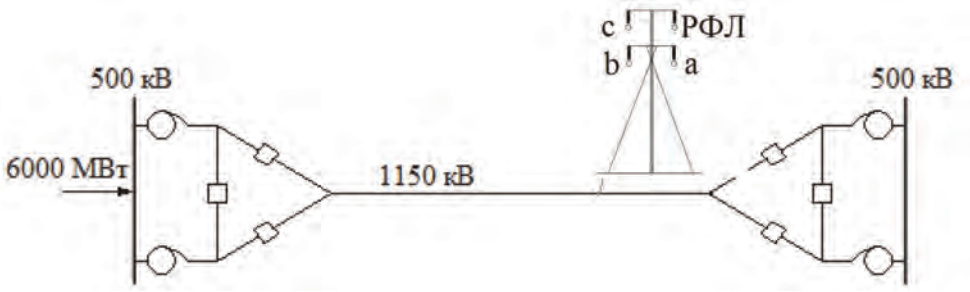


Рис. 5.3.44. ***ПЭП с резервной фазой линии***

но к ПВЛ замена двухцепной ВЛ одноцепной ВЛ с РФЛ приводит к снижению общего сечения. При этом уровень активных потерь в целом также снижается, что объясняется особенностями режимов ПВЛ (при передаче в двухцепном варианте по каждой цепи, рассчитанной на 6000 МВт, 3000 МВт в нормальном режиме напряжение в средней части линии снижается в два раза по сравнению с напряжением по концам линии, что соответственно приводит к повышенному уровню потерь).

Сравнение экономических показателей ПЭП и ППТ. Сопоставление экономических показателей ПЭП и ППТ наиболее наглядно осуществляется на основе обобщенного подхода путем сравнения капиталовложений для этих вариантов. Капиталовложения в варианты ПЭП и ППТ в общем случае находятся как:

$$K_{ПЭП} = \kappa_{ВЛ.ПЭП} \cdot \ell + \kappa_{ПС.ПЭП} \cdot P;$$
$$K_{ППТ} = \kappa_{ВЛ.ППТ} \cdot \ell + \kappa_{ПС.ППТ} \cdot P, \quad (1)$$

где $K_{ВЛ.ПЭП}$, $K_{ВЛ.ППТ}$ – удельная стоимость ВЛ соответственно для ПЭП и ППТ, долл./км; $K_{ПС.ПЭП}$, – удельная стоимость подстанций соответственно для ПЭП и ППТ, долл./МВт; ℓ – длина ВЛ, км; P – максимальная мощность, МВт.

Степень превышения капиталовложений в ППТ по сравнению с ПЭП соответственно определится соотношением:

$$\Delta K^* = \frac{K_{ППТ} - K_{ПЭП}}{K_{ППТ}} \cdot 100, \% \quad (2)$$

После подстановки (1) в (2) окончательно получим:

$$\Delta K^* = \frac{\xi_{ППТ}\left(1-\xi_{ВЛ}\right)\ell + \left(1-\xi_{ПС}\right)\mathrm{P}}{\xi_{ППТ} \cdot \ell + \mathrm{P}} \cdot 100, \quad (3)$$

где $\xi_{ВЛ} = \frac{\kappa_{ВЛ.ПЭП}}{\kappa_{ВЛ.ППТ}}$ – соотношение удельных стоимостей для ВЛ ПЭП и ППТ;

$\xi_{ПС} = \frac{\kappa_{ПС.ПЭП}}{\kappa_{ПС.ППТ}}$ – соотношение удельных стоимостей для подстанций ПЭП и ППТ;

$\xi_{ППТ} = \frac{\kappa_{ВЛ.ППТ}}{\kappa_{ПС.ППТ}}$ – стоимостный параметр для ППТ, $\frac{долл./км}{долл./МВт}$.

Проведенный технико-экономический анализ [27, 45] показывает, что параметры, входящие в соотношение (3), находятся в пределах

$\xi_{ВЛ} = 1,1 \div 1,2$ (ВЛ ПЭП дороже ВЛ ППТ),

$\xi_{ПС} = 0,25 \div 0,3$ (ПС ПЭП дешевле ПС ППТ),

$\xi_{ППТ} = 2,5 \div 3,0$.

Тогда степень превышения капиталовложений в ППТ по сравнению с ПЭП составит

$$\Delta K = 34\% \div 22\% \qquad (4)$$

Таким образом, приведенные данные говорят о несомненном экономическом преимуществе ПЭП по сравнению с ППТ. При этом вариант на переменном токе имеет также более высокий уровень надежности, поскольку ПЭП удовлетворяет критерию N-1 по условию как режимной, так и балансовой надежности, а ППТ лишь по условию режимной надежности.

Некоторое улучшение технико-экономических показателей на постоянном токе можно обеспечить путем использования следующего класса напряжения ±800 кВ и создания ППТ пропускной способностью 8000 МВт. Как показывает анализ, в этом случае удельные затраты на 1 кВт·ч полезно переданной электроэнергии снижаются не более чем на 10%. Это означает, что переход к более высокому классу напряжения ±800 кВ на постоянном токе не изменяет сделанного вывода о преимуществе полуволновой технологии передачи электроэнергии по сравнению с техникой постоянного тока.

Кроме того, следует иметь в виду возможность создания в перспективе ЧЭП, а также переоборудования трехфазных ЭП с резервной фазой в ЧЭП с доведением их пропускной способности до 8000 МВт, что приводит к дальнейшему повышению технико-экономических показателей ПЭП.

В заключение относительно проблемы сверхдальнего транспорта электроэнергии можно сделать следующие выводы.

1. Для решения проблемы транспорта большого количества электроэнергии на сверхдальние расстояния (2000-4000 км) имеется широкий спектр различных типов ЭП СВН и УВН на постоянном и переменном токе. Сверхдальние ЭП в силу их аварийных отказов могут оказывать заметное влияние на надежность работы приемной энергосистемы. Поэтому при транспорте электроэнергии, помимо обеспечения экономической эффективности, должна быть решена проблема надежности.

2. При решении проблемы сверхдальнего транспорта электроэнергии целесообразно по экономическим и экологическим соображениям использовать одноцепные ЭП вместо двухцепных. В этом случае требуемый уровень надежности согласно критерию N-1 для ЭП переменного тока может быть обеспечен за счет использования линий с резервной фазой, а также ЧЭП в силу того, что подавляющее число отказов являются однофазными.

Что касается ППТ, то использование двухцепных 2-полюсных ЭП или четырехполюсных ППТ позволяет удовлетворить критерию надежности N-1 лишь по условию режимной надежности.

3. ПЭП имеют несомненное экономическое преимущество по сравнению с ППТ при более высоком уровне надежности.

4. Будущее сверхдальних ЭП напрямую связано с темпами и направлениями развития электроэнергетики в различных регионах мира, а масштабы их использования зависят от их надежности и технико-экономических показателей. Основные направления технического прогресса в области сверхдальних ЭП переменного тока связаны: с использованием напряжений 1000 и 1150 кВ, освоенных соответственно в Китае и России; применением полуволновой технологии передачи электроэнергии; разработкой оптимальных конструкций трехфазных ВЛ с резервной фазой и 4-фазных ВЛ, обеспечивающих необходимый уровень надежности согласно критерию N-1 и снижение экологического влияния; разработкой фазопреобразующих трансформаторов для 4-фазных ЭП.

Главные направления технического прогресса при решении проблемы сверхдальнего транспорта электроэнергии на постоянном токе связаны: с освоением следующего класса напряжения ±1000 кВ; совершенствованием преобразовательных подстанций с целью существенного снижения их удельной стоимости и повышения надежности; разработкой четырехполюсных вариантов одноцепных ВЛ, повышающих экономичность линейной части и снижающих экологическое влияние по сравнению с двухцепным вариантом.

Литература

1. Бушуев В.В., Красильникова Т.Г. , Самородов Г.И. Дальние электропередачи переменного и постоянного тока и их сравнительный анализ // Электро. – 2012. – № 2.

2. Александров Г.Н. Воздушные линии электропередачи повышенной натуральной мощности // Электричество, 1981, № 7.

3. Лысков Ю.И., Курносов А.И., Тиходеев Н.Н. Компактные линии электропередачи 330-750 кВ с опорами «охватывающего» типа. – Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. 1984, № 4.

4. Самородов Г.И., Красильникова Т.Г., Зильберман С.М., Яценко Р.А. Нетрадиционные электропередачи переменного тока повышенной

надежности для передачи электроэнергии на дальние и сверхдальние// Энергетическая политика, 2003, вып.1. С. 39-47.

5. Horowitz S.H., Phadke A.G. and Renz B.A. The Future of Power Transmission//IEEE Power and Energy, 2010, volume 8, № 2.

6. Вишняков Г.И., Смирнов Б.И. Электропередача 1150 кВ Экибастуз – Урал // Электрические станции, 1982, № 10. С. 57-63.

7. Ильиничнин В.В., Никитин О.Л. Первые итоги работы электропередачи 1200 кВ // Электрические станции, 1989, № 8. С. 60-63.

8. Проектирование линий электропередачи сверхвысокого напряжения // под ред. Г.Н. Александрова.

9. Белоусов М.М. Полуволновая линия электропередачи с резервной фазой // Электрические станции, 1978, № 11. С. 59-60.

10. Зильберман С. М., Красильников Е.Н. Комбинированная поперечная компенсация линий сверхвысокого напряжения// Электричество, 2012, № 1. С. 19-23.

11. Красильников Е.Н. Анализ условий работы незаземленных реакторов в составе комбинированной поперечной компенсации линий СВН/ Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока. - 2012, № 1. – с. 361-364.

12. Hingorani N.G. and Guygyi L. Understanding FACTS: Concept and Technology of Flexible ac Transmission Systems, IEEE Press, Piscataway, NJ, 2000.

13. Stewart J.R, Grant I.S. High Phase Order - Ready for Application. IEEE Transactions on Power Apparatus and System, Vol. PAS-101, No. 6, 1982.

14. Постолатий В.М, Быкова Е.В. Эффективность применения управляемых самокомпенсирующихся высоковольтных линий электропередачи и фазорегулирующих устройств трансформаторного типа. Электричество, № 2, 2010, с. 7-13.

15. Самородов Г.И. Четырехфазные электропередачи // Изв. РАН «Энергетика», 1995, № 6.

16. Ворфоломеев Г.Н. Схема Скотта: история и перспективы совершенствования (к 100-летию создания) // Электричество, 1994, № 10. С. 77.

17. Bin-Kwie Chen, Bing-Song Guo. Three-phase Models of Specially Connected Transformers. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol.11, No.1, 1996.

18. Кучеров Ю.Н., Лизалек Н.Н., Самородов Г.И. Прошлое и будущее мировой электроэнергетики. Общие вопросы электроэнергетики. НРЭ № 9, 2004.

19. Ивакин В.Н., Сысоева Н.Г., Худяков В.В. Электропередачи и вставки постоянного тока и статические тиристорные компенсаторы. – Энергоатомиздат, 1993.

20. Передача энергии постоянным током. // под ред. Бортника И.М., Поссе А.В. Энергоатомиздат, 1985. – 216 с.

21. Arrillaga J., Liu Y.H., Watson N.R. Flexible Power Transmission. The HVDC Options. John Wiley & Sons, Ltd, 2007.

22. Shore Nigel L., Zveiter Enio, Branco Antonio Castelo. Commissioning of the Itaipu HVDC Transmission System. « 4th Int. Conf. AC and DC Power Transmiss., London, 23-26 Sept., 1985». London, 1985.

23. Поссе А.В., Герцик К.А., Петров С.Я.,Смирнов Б.И. Электропередача постоянного тока 1500 кВ Экибастуз – Центр // Электрические станции, 1983, №2. С. 45-49.

24. Худяков В.В. Новая роль высоковольтной преобразовательной техники в энергосистемах. – Электричество, 2009, № 9.

25. Справочник по проектированию электроэнергетических сетей / Под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012.

26. Зильберман С.М., Самородов Г.И. Оценка эффективности применения полуволновой технологии передачи электроэнергии в Южной Африке // Известия РАН «Энергетика», 2009, № 4. С. 98-106.

27. CIGRE Joint Working Group B2/B4/C1.17, Impacts of HVDC lines on the economics of HVDC projects (CIGRE Brochure 388), Aug. 2009.

28. Jinhua Z., Mingxin W., Liangjun L. Reliability Studies for the Three Gorges DC System // IEEE 1998, Beijing.

29.Fisher W., Povh D., Voelzke R. System Interconnection for Asian-Pacific-Region // Irkutsk, September 1998.

30. Xiaoqian Z., Ji'an H., Yu T., Zehong L., Flisberg G., Lagerkvist M., Flescale V., Kumar A. Design features of The Three Gorges – Changzhou ±500 kV HVDC project // Cigre, 2000, 14-206, Paris.

31. Bahrman M.P. and Johnson B.K. The ABC of HVDC Transmission Technologies. – IEEE Power & Energy, 2007, vol. 5, No 2.

32. Szechtman M., Maruvada P.S., Nayak R.N. 800 kV HVDC on the Horizon. – IEEE Power & Energy, 2007, vol. 5, No 2.

33. Lescale V.F., Astrom U., Nunes J. at al. Power Transmission with HVDC at 800 kV. – CIGRE Open Session 2006, Paper B4 – 106.

34. Тиходеев Н.Н. Выбор расщепленных проводов, типа опор и их основных габаритов для воздушных линий постоянного тока сверх- и ультравысокого напряжения. // Изв. РАН «Энергетика», 1995, № 5. – с. 30-44.

35. Савин В.Л. Микроволновая передача электроэнергии – современное состояние, проблемы и перспективы // Изв. РАН «Энергетика», 2008, № 2. – с. 80-87

36. Тиходеев Н.Н. Передача электроэнергии сегодня и завтра. Под ред. В.И. Попкова. Л., «Энергия», 1975.

37. Алиев И.И., Стребков Д.С. Передача электроэнергии по резонансной однопроводной линии электропередачи. Известия СКГГТА, 2011, №1– с. 51-58.

38. Самородов Г.И. Создание протяженных энергомостов – стратегическая задача электроэнергетики России // Энергетическая политика. – 2011. – Вып. 5.

39. Praca J.C. et al, «The Amason Transmission Technological Challenge»// 5th Int'l Conference on AC and DC Power Transmission, London, 1991.

40. Barroso L.A., Morcarquer S., Rudnick H., and Castro T. Creating Harmony in South America // IEEE Power and Energy, 2006, July/August, volume 4, № 4. P. 32-46.

41. Зильберман С.М., Самородов Г.И. Сверхдальние электропередачи полуволнового типа.–Новосибирск: Новосиб. гос. акад. вод. трансп., 2010. – 327 с.

42. Самородов. Г.И., Красильникова Т.Г. Прогрессивные технологии передачи электроэнергии на переменном токе на дальние и сверхдальние расстояния // Энергетическая политика. – 2013. – Вып. 5.

43. Вершков В.А., Нахапетян К.Т., Ольшевский О.В., Совалов С.А., Фотин В.П., Щербаков В.К. Комплексные испытания полуволновой электропередачи в сети 500 кВ ЕЭС европейской части СССР // Электричество, 1968, № 8. С. 10-16.

44. R. Billinton and R. N. Allan, Reliability Evaluation of Power Systems, New York: Plenum, 1996.

45. M. L. dos Santos, J. A. Jardini; R. P. Casolari; R. L. Vasquez-Arnez; G. Y. Saiki; T. Sousa; G. L. C. Nicola, «Power Transmission Over Long Distances: Economic Comparison Between HVDC and Half-Wavelength Line,» IEEE Transactions on Power Delivery, vol.29, no. 2, pp. 502-509, April 2014.

5.4. Системные накопители энергии

Введение

Развитие систем передачи электроэнергии в мире в последнее время характеризуется их значительным усложнением, повышением их интеллектуального уровня, активным внедрением возобновляемых источников энергии (ВИЭ), распределенных генераторов, конечных потребителей с управляемым потреблением, а также систем коммуникации и систем управления. Эти изменения призваны обеспечить преимущества, такие как возможность отвечать целям государственной политики по диверсификации электроэнергетики и предоставлению потребителю больших возможностей выбора при обеспечении собственного электроснабжения. Однако эти преобразования сталкиваются с определенными проблемами, такими как:

- рост вклада в суммарную генерацию, изменяющейся в значительных пределах, во времени генерации возобновляемых источников энергии, регулирование которой затруднительно;
- непостоянство выходной мощности солнечных электростанций, обусловленное продолжительностью светлого времени суток, облачностью и другими факторами, может привести к резким изменениям выходной мощности и потребовать непредсказуемого управления нагрузкой. Более того, резкие изменения выходной мощности ветровых генераторов, будь то быстрые колебания (секундные) или более медленные (минутные), могут влиять на напряжение в распределительной сети (если ВИЭ присоединены к распределительной сети). Кроме того, для нейтрализации резких изменений генерации ветровых станций может потребоваться дополнительные резервы мощности в системе;
- реверсивные перетоки, создаваемые распределенными источниками генерации, требуют пересмотра требований к средствам регулирования напряжения и релейной защиты, спроектированным для случая однонаправленного перетока мощности.
- ограниченная пропускная способность линий электропередач и вынуждает ВИЭ снижать генерацию в периоды максимума производства электроэнергии, а увеличение пропускной способности за счет ввода новых сетевых объектов сталкивается с экологическими и регуляторными ограничениями;
- энергокомпании изыскивают новые пути продления срока использования активов, задерживая инвестиции в модернизацию

систем, поддерживая при этом надежное электроснабжение по приемлемым для потребителей ценам и учитывая неопределенность в росте нагрузки.

Активное внедрение систем накопления энергии (СНЭ) в энергосистемах в какой-то мере позволит преодолеть указанные выше проблемы. Предлагаемые СНЭ могут ранжироваться по мощности от нескольких кВт до тысяч МВт. Время разряда может также меняться от сотых долей секунды до нескольких суток. СНЭ могут управляться локально и с удаленных центров управления. Они могут быть спроектированы таким образом, чтобы очень быстро реагировать на управляющие команды. СНЭ могут потреблять и выдавать активную мощность, а в соединении с устройствами силовой электроники – реактивную мощность. В зависимости от потребностей энергосистемы СНЭ могут обеспечить регулирование частоты и напряжения, сдвиг во времени потребления и генерации, регулировку мощности на выходе системы ВИЭ+СНЭ, расширить возможности диспетчерского управления. Они могут быть спроектированы для потребностей распределительной и/или передающей сети, для одноцелевого или многоцелевого использования, или для целей управления на стороне потребителя.

Каждая технология накопления энергии характеризуется капитальными затратами на ее внедрение, а также эксплуатационными расходами. В общем в настоящее время некоторые технологии накопления энергии не являются экономически эффективными, и в перспективе необходимо снизить в первую очередь капитальные затраты. Стоимость различных СНЭ и выгода от их применения в значительной степени зависят от их структуры в терминах мощности разряда (МВт) и энергетической емкости (МВт·ч). Независимым системным операторам (НСО), энергокомпаниям, продавцам и провайдерам технологий накопления энергии необходимо активно формировать правила развивающегося рынка СНЭ, а также эксплуатационные требования с тем, чтобы добиться максимальной экономической эффективности от применения СНЭ. В идеале рынки и тарифы должны быть спроектированы таким образом, чтобы можно было бы воспользоваться преимуществами СНЭ без дополнительных неоправданных затрат.

Главные направления использования СНЭ

Существующие СНЭ могут обеспечить разнообразные приложения по всему спектру производства и распределения электроэнергии, который можно условно представить тремя уровнями иерархии:

- уровень генерации и энергосистемы;
- уровень передающей и распределительной сети;
- уровень конечного потребителя.

Десять основных областей применения СНЭ (по данным [1]) представлены в табл. 5.4.1, 5.4.2, 5.4.3, каждая из которых соответствует указанному выше уровню иерархии. Дополнительно существуют и другие области применения СНЭ, а кроме того, новые области применения могут возникнуть в будущем и стать предметом будущих исследований. Тем не менее эти 10 ключевых областей представляют преимущественное использование СНЭ и наиболее интересны для потенциальных владельцев СНЭ и операторов рынка электроэнергии.

Таблица 5.4.1

Определение основных областей применения СНЭ на уровне генерации и энергосистемы

Применение	Описание
Услуги на оптовом рынке электроэнергии	СНЭ, установленные в энергосистеме для заявки на участие в торгах на рынке электроэнергии и мощности и на рынке системных услуг*
Интеграция ВИЭ в энергосистему	СНЭ, установленные в энергосистеме и обеспечивающие сдвиг максимума нагрузки во времени и системные услуги для обеспечения параллельной работы ВИЭ с энергосистемой
Стационарные СНЭ для поддержки передачи и распределения электроэнергии	СНЭ для поддержки передачи и распределения электроэнергии, повышающие эффективность передающей и распределительной сети, а также экономию за счет отказа от строительства дополнительных сетевых объектов
Передвижные СНЭ для поддержки передачи и распределения электроэнергии	Передвижные СНЭ для поддержки передачи и распределения электроэнергии при задержке ввода объектов передающей и распределительной сети, во многих местах, по мере необходимости
* – только крупные СНЭ, одновременно функционирующие на рынке электроэнергии и на рынке системных услуг	

Основными заинтересованными в использовании СНЭ субъектами являются: электросетевые компании, потребители, НСО, участники оптового рынка электроэнергии и мощности, включая независимых производителей энергии, провайдеры услуг на розничном рынке

электроэнергии, плательщики коммунальных налогов, сотрудники регулятивных органов и политики. Каждая из десяти указанных областей применения СНЭ определена для детального анализа с целью получения от применения СНЭ максимального преимущества. Из-за высоких капитальных затрат для большинства СНЭ желательно использовать отдельные устройства для выполнения одновременно нескольких задач, соответствующим указанным в табл. 5.4.1, 5.4.2, 5.4.3 областям применения.

Таблица 5.4.2

Определение основных областей применения СНЭ на уровне передающей и распределительной сети

Применение	Описание
СНЭ в распределительных сетях	Централизованно управляемые модульные системы, обеспечивающие возросшую надежность электроснабжения, поддержку передающих и распределительных сетей и потенциально системные услуги
СНЭ, агрегированные энергокомпаниями, осуществляющими электроснабжение на розничном рынке электроэнергии	СНЭ, установленные и обслуживающие жилые помещения, агрегированные и централизованно управляемые в интересах распределительных систем
СНЭ для обеспечения качества электроэнергии и надежности при электроснабжении коммерческих и промышленных потребителей	СНЭ для обеспечения качества и надежности поставки электроэнергии коммерческим и промышленным потребителям
СНЭ для управления электроснабжением коммерческих и промышленных потребителей	СНЭ для снижения времени использования поступающей из энергосистемы в часы максимума нагрузки электроэнергии коммерческими и промышленными потребителями

Таблица 5.4.3

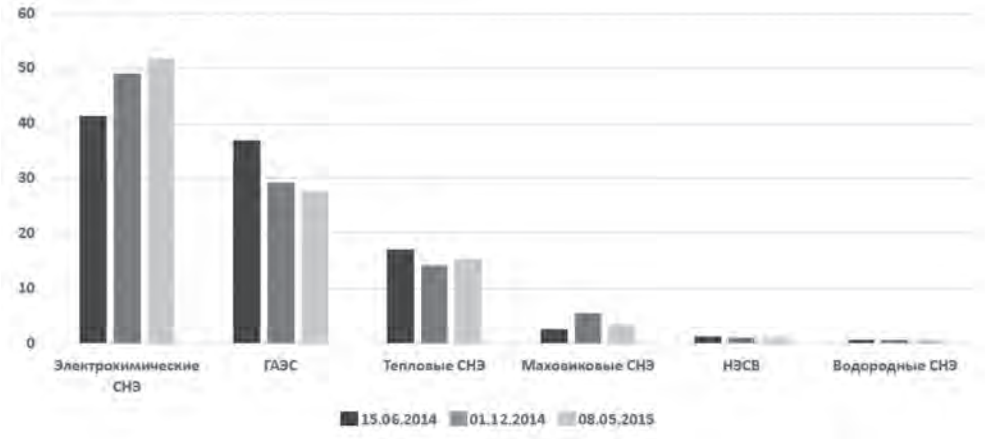
Определение основных областей применения СНЭ на уровне конечного потребителя

Применение	Описание
Управление электроснабжением домохозяйств	СНЭ для сдвига во времени максимума потребляемой электроэнергии на розничном рынке электроэнергии для снижения электропотребления в часы максимума нагрузки энергосистемы
Резервное электроснабжение	СНЭ для обеспечения резервного электроснабжения домашних офисов с высоким уровнем надежности

Анализ информации о СНЭ, представленной в базе данных Департамента энергетики США

Департамент энергетики США совместно с Sandia National Laboratories создал базу данных [2], в которую заносится вся имеющаяся в мире информация о находящихся в эксплуатации, стадии монтажа и наладки, заявленных и законтрактованных СНЭ. На 15.06.2014 г. эта база данных содержала информацию о 940 СНЭ, а на 08.05.2015 г. – 1236 СНЭ. Для каждого СНЭ в базе данных содержится следующая информация: название, описание, тип, мощность, время разряда, местоположение и текущее состояние СНЭ, области использования СНЭ и т.п. На рис. 5.4.1. представлено распределение числа СНЭ по способу накопления энергии. Наибольшая доля СНЭ соответствует электрохимическим источникам накопления энергии. Этот тип СНЭ характеризуется наиболее обширным и динамично развивающимся рынком и самым широким спектром применений. В силу этих обстоятельств в дальнейшем будем рассматривать и анализировать только электрохимические СНЭ (общее количество в базе данных – 380).

Почти 50% от общего числа электрохимических СНЭ приходится на США (см. рис. 5.4.2), что помимо высокого технологического и экономического уровня развития страны, объясняется еще и тем, что в США высокая суммарная установленная мощность ветровых и солнечных электростанций, для которых требуется установка СНЭ.



ГАЭС – гидроаккумулирующая электрическая станция; НЭСВ – накопитель электрической энергии на основе сжатого воздуха.

Рис. 5.4.1. ***Распределение СНЭ по способу накопления энергии (доля в % от общего числа СНЭ)***

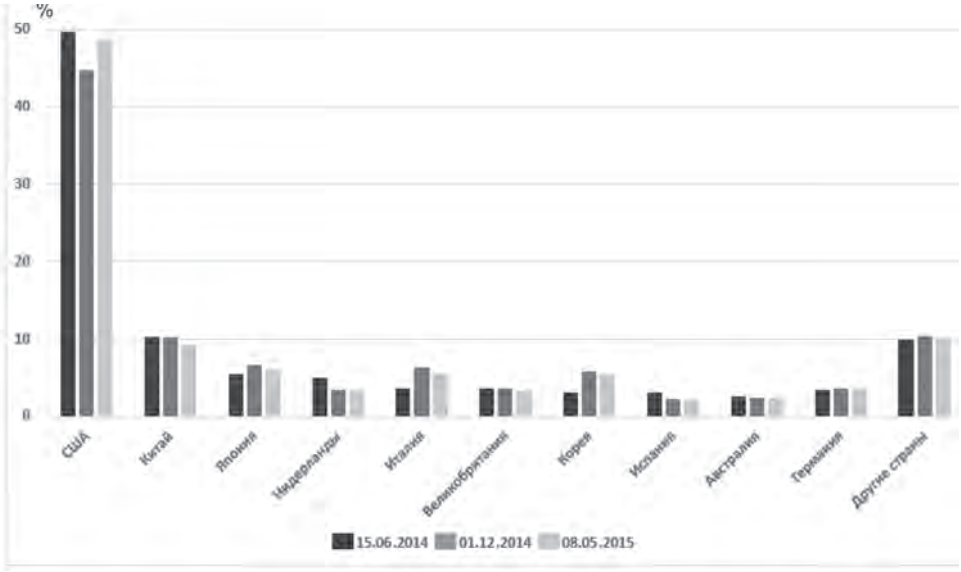


Рис. 5.4.2. ***Распределение электрохимических СНЭ по странам (доля в% от общего числа СНЭ)***

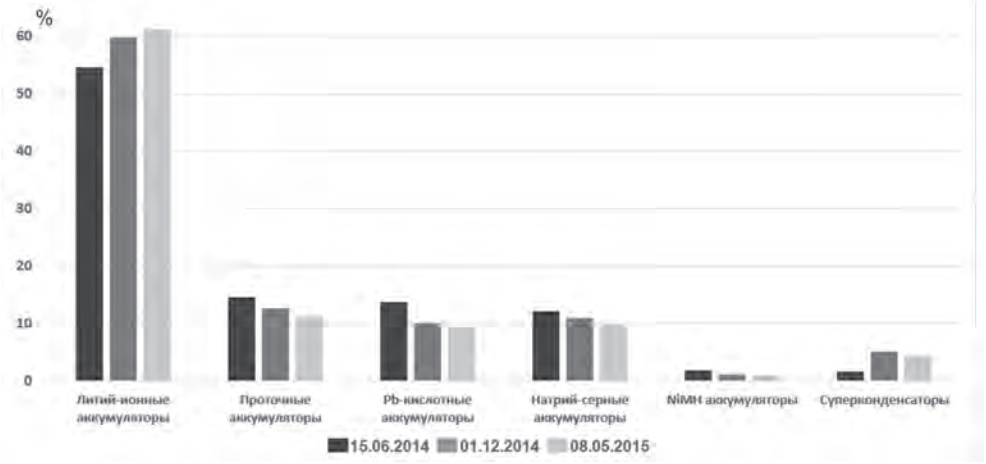


Рис. 5.4.3. ***Распределение электрохимических СНЭ по типу аккумулирования электроэнергии (доля в% от общего числа СНЭ)***

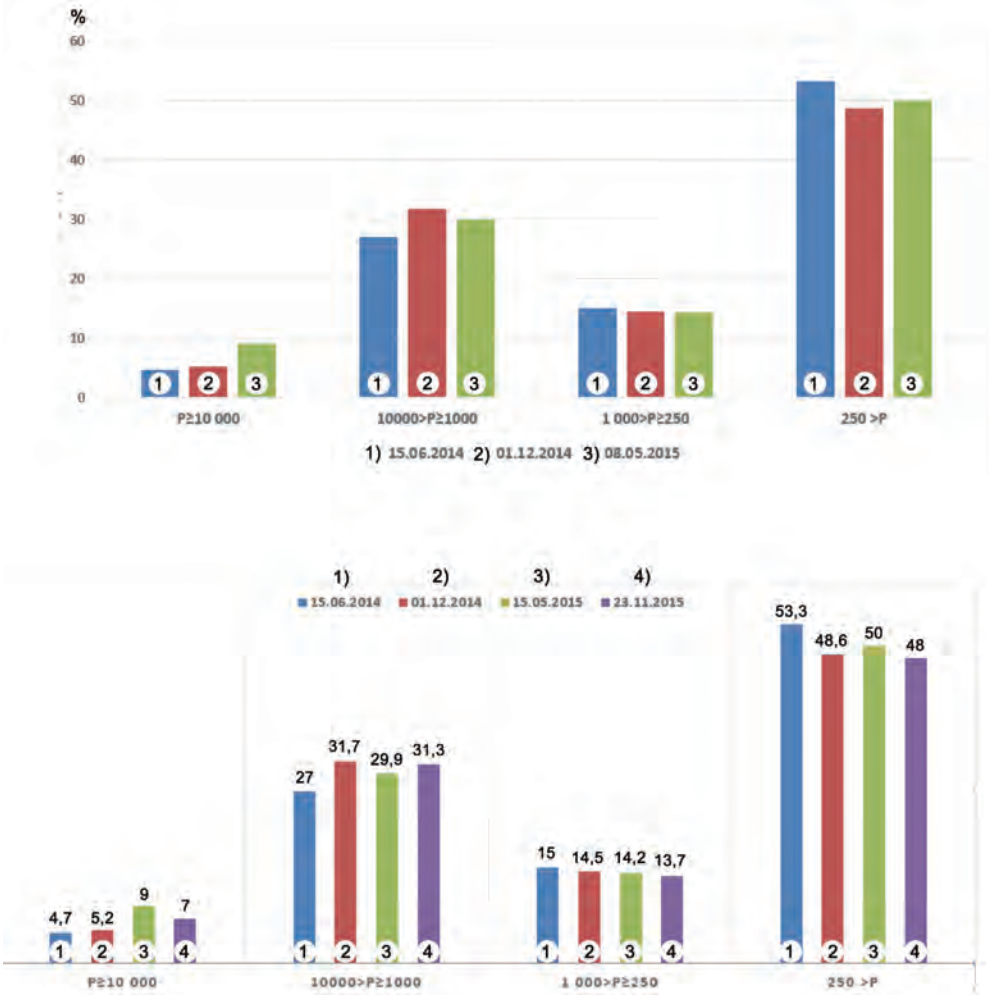


Рис. 5.4.4. ***Распределение электрохимических СНЭ по установленной мощности в кВт (доля в% от общего числа СНЭ)***

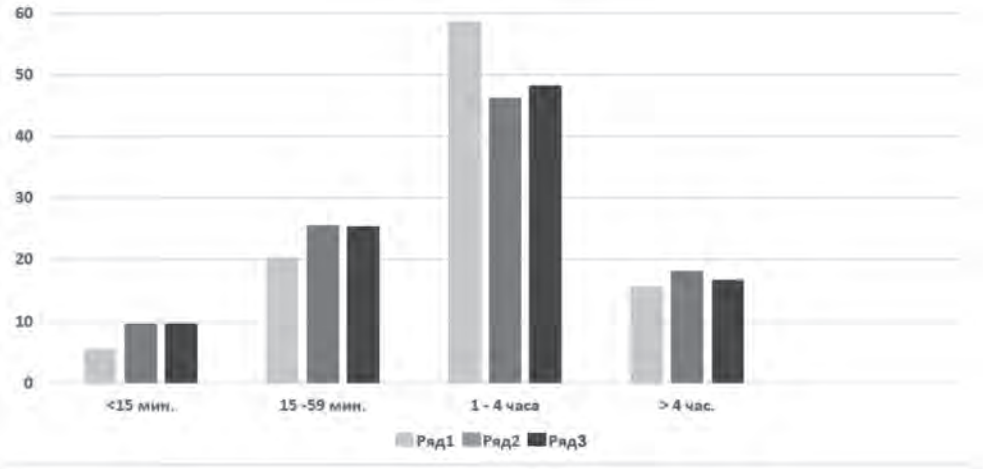


Рис. 5.4.5. ***Распределение электрохимических СНЭ по времени разряда (доля в % от общего числа СНЭ)***

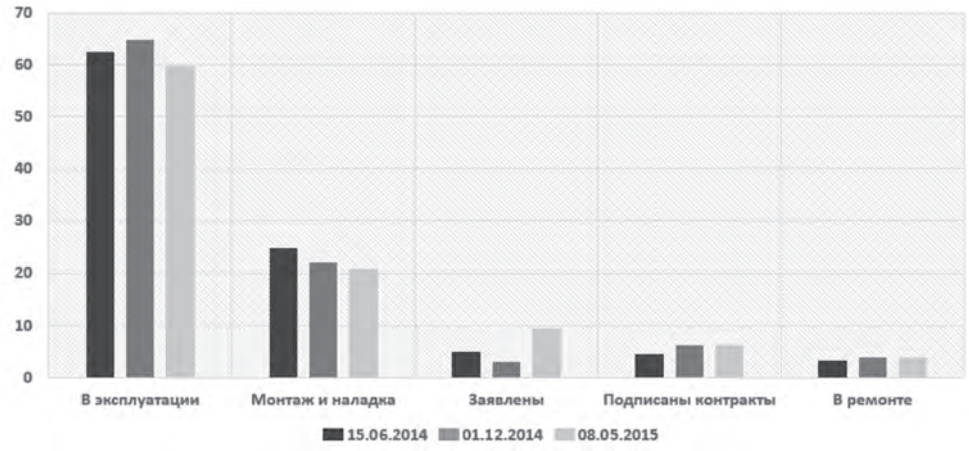


Рис. 5.4.6. ***Распределение электрохимических СНЭ по состоянию на 15.06.2014 г. (доля в % от общего числа СНЭ)***

Таблица 5.4.4

Распределение электрохимических СНЭ по областям их применения

№ пп	Область использования электрохимических СНЭ	Количество используемых СНЭ			
		15.06.2014	01.12.2014	08.05.2015	23.11.2015
1	Разворот системы после посадки «на нуль»	19	35	36	39
2	Модернизация распределительной сети из-за установки солнечной генерации	38	43	46	47
3	Модернизация распределительной сети из-за установки ветровой генерации	8	11	12	12
4	Управление счетом за электроэнергию в обычной энергосистеме	50	78	117	142
5	Управление счетом за электроэнергию в энергосистеме, содержащей возобновляемые источники электроэнергии	28	52	55	69
6	Сдвиг во времени потребления электроэнергии	111	149	160	193
7	Мощность для электроснабжения потребителей	63	75	78	80
8	Резервная мощность (не вращающийся резерв)	13	15	16	17
9	Резервная мощность (вращающийся резерв)	29	45	50	60
10	Регулирование частоты	86	136	145	169
11	Поддержка присоединенных к энергосистеме коммерческих и бытовых потребителей	110	95	96	114
12	Отслеживание нагрузки (третичный контур управления: $t \geq 10$ мин.)	39	42	43	50
13	Обеспечение мощности в месте установки	53	73	75	91
14	Сдвиг во времени генерации на электростанции с возобновляемыми источниками энергии	54	112	121	143
15	Балансирование выходной мощности возобновляемых источников энергии при быстрых изменениях их генерации	31	34	36	41
16	Укрепление систем с возобновляемыми источниками энергии	122	173	182	224

Окончание табл. 5.4.4

№ пп	Область использования электрохимических СНЭ	Количество используемых СНЭ			
		15.06.2014	01.12.2014	08.05.2015	23.11.2015
17	Сдвиг во времени выдачи электроэнергии возобновляемыми источниками энергии	88	100	110	138
18	Отсрочка дополнительного строительства передающей/ распределительной сети	24	30	46	35
19	Устранение перегрузки линий электропередачи	9	14	14	16
20	Поддержка передачи электроэнергии	4	23	24	26
21	Модернизация передающей системы под ветровые электростанции	2	11	12	13
22	Обслуживание транспортных средств	3	46	47	51
23	Поддержка заданного уровня напряжения	58	113	116	139
24	Мощность для электроснабжения микросети	н/д	н/д	38	86
25	Управление электропотреблением в период максисмума	н/д	н/д	1	1
26	«Срезание» пиков нагрузки	н/д	н/д	1	-
27	Устойчивость к внешним воздействиям	н/д	н/д	11	52
28	Реагирование спроса	н/д	н/д	н/д	7
Всего:		**1042**	**1505**	**1690**	**2055**

Более 50% от общего числа электрохимических СНЭ приходится на литий-ионные аккумуляторы (см. рис. 5.4.3). Представленное на рис. 5.4.4 распределение электрохимических СНЭ по установленной мощности показывает, что более 50% СНЭ обладают мощностью менее 250 кВт, т.е. большинство СНЭ установлено на стороне потребителя. Более 50% электрохимических СНЭ имеют время разряда в интервале от 1 до 4 часов (см. рис. 5.4.5), что дает возможность использовать одни и те же СНЭ на разных рынках электроэнергии. Из рассматриваемых электрохимических СНЭ почти 90% находятся в эксплуатации или в стадии монтажа и наладки (см. рис. 5.4.6).

В табл. 5.4.4 представлен анализ использования электрохимических СНЭ. Так как СНЭ являются все еще дорогими устройствами, их установка с целью выполнения какой-либо одной из перечисленных в табл. 5.4.4 задач нерентабельна. Обычно большинство устройств СНЭ, вне зависимости от места их установки, выполняет несколько функциональных режимных заданий. Это объясняет тот факт, что в табл. 5.4.4 для 380-ти анализируемых электрохимических СНЭ насчитывается 1042 случая использования в различных областях. Области использования затрагивают всех субъектов рынка электроэнергии: генерирующие, сетевые, распределительные компании и конечных потребителей.

Прогноз развития рынка СНЭ до 2030 года

Как уже указывалось выше, в настоящее время в мире используется большое количество технологий накопления электрической энергии. Для некоторых приложений СНЭ уже введены в эксплуатацию и в будущем их использование будет только возрастать. Кроме того, некоторые новые приложения СНЭ активно внедряются в настоящее время, например, в качестве поддержки развивающейся возобновляемой энергетики и активно-адаптивных сетей. Важность применения СНЭ в энергетике, промышленности, на транспорте, в быту в ближайшем будущем широко признана и некоторые исследования в области потенциала рынка СНЭ уже выполнены. В то время как эти исследования варьировались в заданных временных рамках и областях, обсуждались различные приложения СНЭ. Эти исследования могут быть разделены на две категории:

- оценка будущего рынка, покрывающего почти все приложения СНЭ;
- оценка будущего рынка сфокусированного только на специфических новых приложениях СНЭ.

Таблица 5.4.5

Текущие и планируемые показатели для литий-ионных аккумуляторных батарей на период до 2030 г.

Тип накопителя электроэнергии / Технические характеристики накопителя	Текущие значения	Планируемые значения на 2020-2030 гг.
Литий-ионные аккумуляторы / Энергоемкость	Макс. 241 Вт·ч/кг – 535 Вт·ч/Л Безопасный электролит: 2000 циклов t° (-20, +60 °C) 500-1000 евро/кВт·ч (или 5 цент евро/кВт·ч/цикл)	180-350 Вт·ч/кг – 350-800 Вт·ч/Л Безопасный электролит: > 10000 циклов t° (-20, +70 °C) 200 евро/кВт·ч (или 4 цент евро/кВт·ч/цикл)
Литий-ионные аккумуляторы / мощность	50-90 Вт·ч/кг – 105-190 Вт·ч/Л; 3 кВт/кГ Безопасный электролит 10000 циклов t° (-10 °C, +60 °C) > 1000 евро/кВт·ч	170-220Вт·ч/Л > 5 кВт/кг Безопасный электролит: > 15 лет t° (-20 °C, +70 °C) ~ 20 евро/кВт·ч; $Li_4Ti_5O_{12}$ < 10 евро/кг

Таблица 5.4.6

Текущие и планируемые показатели для проточных редокс-накопителей на период до 2030 г.

Тип накопителя электроэнергии / Технические характеристики накопителя	Текущие значения	Планируемые значения на 2020-2030 гг.
Проточные редокс-накопители (ванадиевые, $ZnBr_2$)	10-20Вт·ч/кг – 15-25Вт·ч/Л(ванадиевые); 10-20 лет (> 10000 циклов) t° (10 °C, +40 °C) 50-60 Вт·ч/кг (на основе ZnBr2) > 2000 циклов Проектные цены обслуживания (капитальные затраты и операционные расходы) 10 цент евро/кВт·ч Стоимость электроэнергии 400 евро/кВт·ч Стоимость мощности 600 евро/кВт	Второе поколение (ванадий-бромид) 20-40 Вт·ч/кг Широкий диапазон T° (>100 °C) Проектные цены обслуживания (капитальные затраты и операционные расходы) – 7 цент евро/кВт·ч Стоимость электроэнергии – 120 евро/кВт·ч Стоимость мощности – 300 евро/кВт

Европейская ассоциация развития технологий накопления энергии совместно с Европейским альянсом энергетических исследований разработали дорожную карту развития СНЭ до 2030 г. [3]. В табл. 5.4.5, 5.4.6 представлена информация из этой дорожной карты для литий-ионных аккумуляторов и проточных редокс-накопителей. Эти два типа электрохимических СНЭ выбраны для иллюстрации, т.к. на сегодняшний день (см. рис. 5.4.3) эти СНЭ являются самыми распространенными в мире. Снижение стоимости СНЭ и улучшение их технических характеристик уже в ближайшие годы значительно расширит рынок этих устройств, что, в свою очередь, приведет к снижению их стоимости и расширению области их применения.

Литература

1. Electric Energy Storage Technology Options. A White Paper Primer on Applications, Cost and Benefits, Отчет EPRI №1020676, December 2010.

2. http://energystorageexchange.org/projects

3. Joint EASE/EERA Recommendation for a European Energy Storage Technology Development Roadmap Towards 2030, Final Report, March 2013.

5.5. Системы управления перетоками мощности в электроэнергетических системах

Одной из основных систем управления реального времени в единой энергетической системе(ЕЭС) России является центральная координирующая система (ЦКС) автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности (АРЧМ), основной функцией которой в настоящее время является автоматическое регулирование частоты в энергообъединении.

Для повышения качества регулирования режима ЕЭС по частоте и активной мощности [1], в последнее время массово модернизируются ГЭС и энергоблоки (ЭБ) ТЭС с последующим их подключением к системам АРЧМ разного уровня (рис. 5.5.1) [2, 3].

При этом ГЭС с установленной мощностью свыше 100 МВт должны быть привлечены к автоматическому вторичному регулированию частоты и перетоков активной мощности (АВРЧМ) в соответствии с нормативными требованиями [4]. Отметим, что мероприятия по подключеннию ГЭС к управлению от ЦКС/ЦС АРЧМ, заключаются в модернизации систем ГРАМ, аппаратуры и каналов связи с диспетчерскими центрами, модернизации систем управления мощностью гидроагрегатов, установке стационарных систем контроля технического состояния гидроагрегатов (вибро- и теплоконтроля) [3]. В то же время для ЭБ ТЭС участие в АВРЧМ добровольное и мотивируется введением рынка системных услуг [5].

Актуальность проблемы. Системы АРЧМ в ЕЭС России выполняют несколько различных функций, которые предъявляют разные требования к расположению, резервам и характеристикам регулирующих энергообъектов (РЭ). В действующих нормативных документах и правилах рынка системных услуг (РСУ) в части автоматического вторичного регулирования частоты и перетоков мощности (АВРЧМ) данные вопросы не отражены. Поскольку решение этих вопросов определяет требования и объемы спроса и предложения, то необходимо доработать принципы формирования этого сектора рынка.

В ЦКС АРЧМ ЕЭС управляющие воздействия на изменение мощности РЭ вырабатываются при отклонениях частоты и мощности на величину, превышающую суммарную погрешность соответствующих измерительных устройств. При постоянных колебаниях частоты и мощности в ЕЭС, вызванных случайным изменением нагрузки, на РЭ (ГЭС и ЭБ ТЭС) от ЦКС АРЧМ ЕЭС выдаются знакопеременные

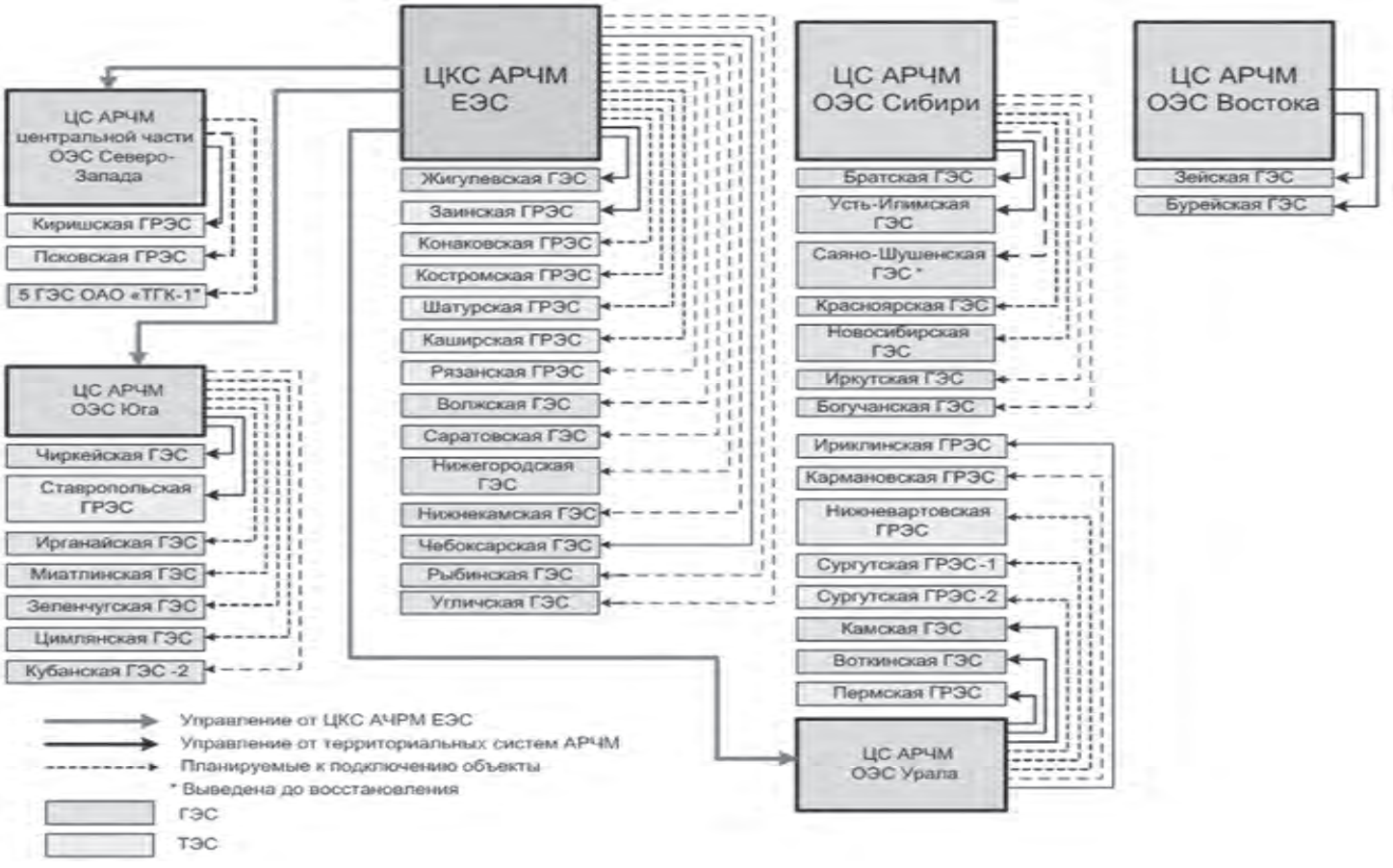


Рис. 5.5.1. ***Перспективная схема организации АВРЧМ в ЕЭС России***

управляющие воздействия, что крайне нежелательно, так как это может привести к повышенному износу элементов генерирующего оборудования и к снижению экономичности работы (рис. 5.5.2.). Отметим, что под знакопеременными управляющими воздействиями понимаются такие задания от системы АРЧМ, которые меняют направление изменения мощности регулирующего энергообъекта с загрузки на разгрузку или, наоборот, с разгрузки на загрузку. Повышенному ущербу больше подвержены ЭБ ТЭС, ввиду наличия на них большего количества регулирующих устройств и более инерционного технологического процесса производства электроэнергии, чем у ГЭС. Перед подключением к системам АРЧМ большого количества РЭ, необходимо минимизировать интенсивность управляющих воздействий не только на ЭБ ТЭС, но и на традиционно привлекаемые к регулированию ГЭС при поддержании требуемого качества регулирования. Заметим, что под интенсивностью понимается частота появления колебаний.

Решение указанных выше проблем является актуальной задачей для дальнейшего развития рынка системных услуг и электроэнергетической системы России.

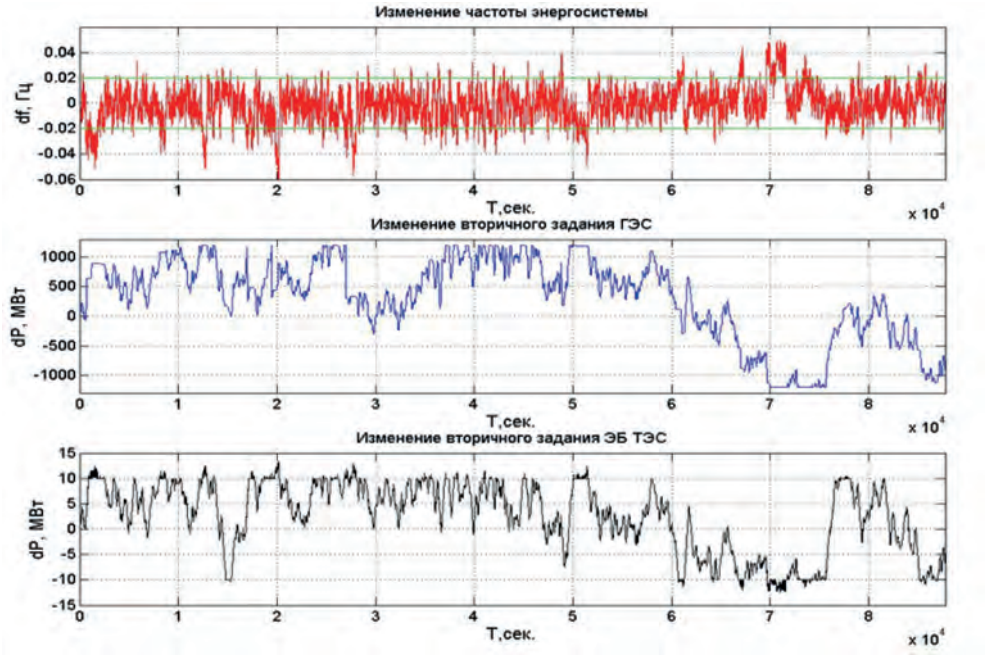


Рис. 5.5.2. ***Изменение частоты в ЕЭС и соответствующего вторичного задания ГЭС и ЭБ ТЭС***

Состоятиние и проблемы управления режимом ЕЭС по частоте и активной мощности

Назначение и цели управления режимом по частоте и активной мощности. Частота электрического тока является одним из основных показателей качества электроэнергии. Поддержание отклонений частоты в допустимых пределах позволяет обеспечить стабильность и надежность электроснабжения, а также продолжительность и экономичность работы электрооборудования. Приватизация, последующая реструктуризация энергетики и создание оптового рынка электроэнергии поставили задачу разработки методических и нормативных документов, на основе которых могли быть определены функции и ответственность независимых производителей электроэнергии и других участников энергетического производства за обеспечение качества электроэнергии, поставляемой потребителям, и за надежность энергоснабжения.

Актуальность рассматриваемой проблемы еще больше возросла при постановке на повестку дня задачи расширения рынка электроэнергии на запад и с этой целью подготовки Единой энергетической системы (ЕЭС) к включению на параллельную синхронную работу с энергообъединениями Европы (UCTE и Nordel). Это определяется тем, что при организации синхронной параллельной работы энергосистем разных стран, образующих межгосударственное объединение, одной из основных проблем является именно проблема поддержания в них единой частоты с требуемой точностью и договорных обменов между ними электрической энергии и мощности. Совместные исследования перспектив объединения сделали актуальной проблему согласования требований к регулированию частоты и мощности в ЕЭС России с аналогичными европейскими требованиями [6-7].

Все эти аспекты нашли отражение в методических указаниях и нормативных документах по регулированию частоты и мощности, разработанных в последнее время. Регулирование частоты и мощности энергосистемы является сложной технологической задачей, требующей решения ряда организационных вопросов и разработки механизмов автоматизированного управления в различных временных диапазонах. Сложность задачи еще больше возрастает при регулировании большого энергообъединения:

– **первичное регулирование частоты**, обеспечивающее объединенными усилиями всех электростанций и потребителей стабиль-

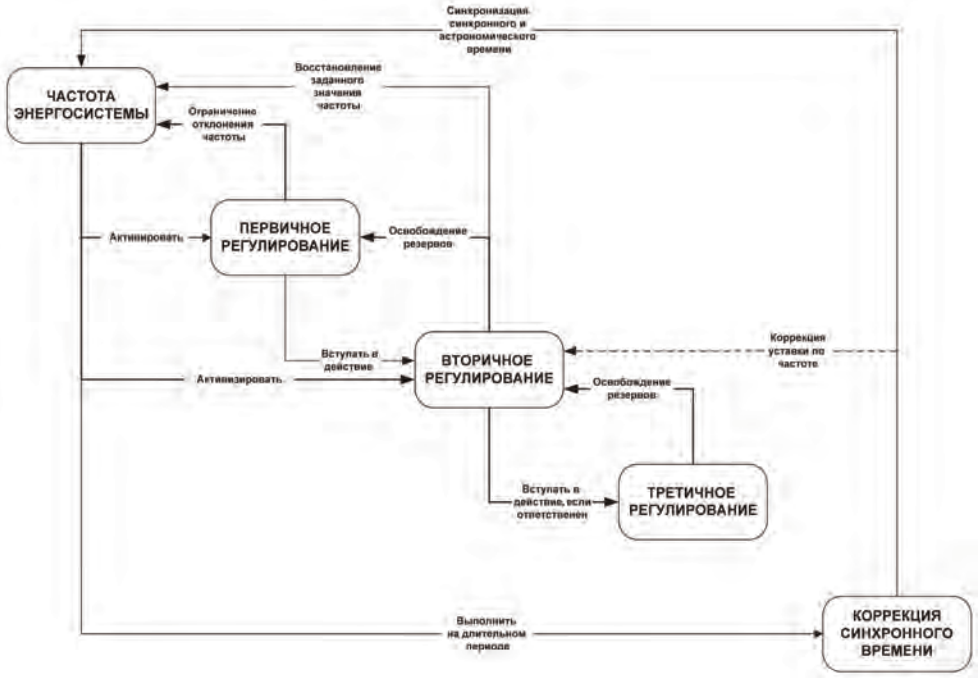


Рис. 5.5.3. ***Организация регулирования частоты***

ность частоты, то есть удержание отклонений частоты в допустимых пределах при нарушениях общего баланса мощности в любой части объединения и по любой причине, включая аварийные изменения мощности, для безопасной эксплуатации электростанций и минимизации риска отключения энергопринимающих установок потребителей электрической энергии действием противоаварийной автоматики;

– **вторичное регулирование**, обеспечивающее восстановление заданного значения частоты и плановых режимов обмена мощностью между энергосистемами (регионами), ликвидацию перегрузок транзитных связей и сечений и поддержание постоянной эффективности первичного регулирования путем восстановления использованного резерва;

– **третичное регулирование**, под которым (в рамках регулирования частоты) можно понимать использование специально выделенного (третичного) резерва для поддержания постоянной эффективности первичного и вторичного регулирования путем восстановления использованных резервов;

– **коррекция синхронного времени**, под которым понимается коррекция уставки по частоте, устраняющая ошибку синхронного

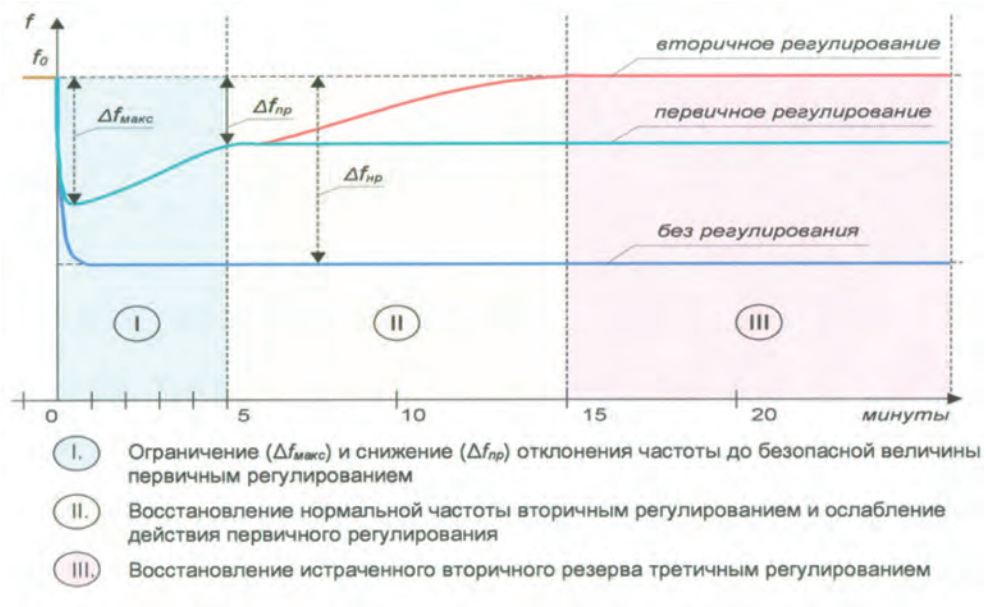


Рис. 5.5.4. ***Процесс регулирования частоты***

времени, вызывающей отклонения фактических значений обменов электроэнергией и мощностью от плановых договорных значений.

На рис. 5.5.4 показан процесс регулирования частоты в ЕЭС после возникновения в энергообъединении внезапного дефицита активной мощности [5-8].

Обозначения: *I, II, III* – соответственно первичное, вторичное (оперативное) и третичное регулирование; $\Delta f_{пр.}$ – установившееся (квазистационарное) отклонение частоты на стадии первичного регулирования; $\Delta f_{макс.}$ – динамическое отклонение частоты.

Примечание: процесс, представленный на рис. 5.5.4, идеализирован и отражает потребности ЕЭС.

На *I* стадии процесс изменения и установления частоты определяется первичным регулированием. Последнее, отличаясь массовостью (в нем по мере своих возможностей участвует все электростанции и потребители энергообъединения), способно с максимальным быстродействием остановить снижение частоты и удержать частоту до вступления в действие более рационального вторичного регулирования. В увеличении эффективности первичного регулирования – одно из главных преимуществ параллельной работы, именно по этой причине большое энергообъединение обеспечивает более стабильную частоту. Без первичного

регулирования частота снижается достаточно сильно, что может вызвать срабатывание АЧР и другой автоматики, в том числе и на АЭС.

Установившийся режим первичного регулирования наступает примерно через 30 секунд. Отклонение частоты при этом зависит от величины первоначального дефицита и от эффективности первичного регулирования.

Стадия *I* продолжается до вступления в действие вторичного (оперативного) регулирования. В течение этого времени частоту удерживают все электростанции и потребители, участвующие в первичном регулировании. Отметим, что при наличии автоматического вторичного регулирования оно вступает сразу в действие также на стадии *I*. Для наглядности оно не приведено в примере показанном на рис. 5.5.4.

На *II* стадии, после уточнения обстановки и определения рационального способа восстановления частоты, производится оперативное вторичное регулирование. При этом электростанции вторичного регулирования постепенно восстанавливают заданные значения частоты и перетоков мощности, а все электростанции (за исключением электростанций участвовавших и в первичном, и вторичном регулировании) и потребители, участвовавшие в первичном регулировании, возвращаются к исходной нагрузке.

Стадия *II* продолжается 5-10 минут и заканчивается восстановлением заданного значения частоты. Первичный резерв по завершении *II* стадии обычно полностью восстанавливается автоматически и должен быть готов к последующему использованию.

Следующая, *III* стадия, характеризуется нормальными параметрами режима. На этой стадии происходит восстановление истраченного на *II* стадии вторичного резерва, с тем чтобы быть готовым к последующему его использованию. Это делается в порядке третичного регулирования путем перераспределения мощности между электростанциями вторичного и третичного регулирования.

Существует также стадия *IV,* которая характеризуется коррекцией синхронного времени. При этом раз в сутки вычисляют отклонения синхронного времени от астрономического, и при выходе ее за максимально допустимый диапазон в течение суток корректируют уставку по частоте, тем самым уменьшая отклонения фактических значений обменов электроэнергией и мощностью от плановых договорных значений.

Структура ИС АРЧМ

Целью автоматизации процесса регулирования частоты и перетоков активной мощности является обеспечение возможности управления режимами энергосистем в темпе протекающих в них процессов, когда оперативное управление является неэффективным или невозможным.

Структура ИС АРЧМ является централизованной, повторяет иерархию диспетчерского управления и состоит из [2, 3]:

- центральной координирующей системы АРЧМ (ЦКС АРЧМ ЕЭС), расположенной в ЦДУ ЕЭС (уровень ЦДУ);
- территориальных централизованных систем АРЧМ (ЦС АРЧМ ОЭС/ЭС), расположенных в ОДУ/РДУ (уровень ОДУ/РДУ);
- систем сбора и передачи информации (ССПИ) о параметрах режима и состоянии элементов электрической сети;
- системы телеуправления регулирующими электростанциями;
- станционных устройств автоматического регулирования мощности генерирующего оборудования (ГРАМ ГЭС, САРЧМ энергоблоков ТЭС) (уровень станции);
- управляющего вычислительного комплекса (УВК), реализующего функции автоматического вторичного регулирования по заданным алгоритмам обработки поступающей информации, расчета и выдачи команд управления на регулирующие электростанции.

При этом ГЭС и энергоблоки ТЭС (регулирующие энергообъекты) могут быть подключены к ЦКС АРЧМ через ЦС АРЧМ ОЭС/ЭС или напрямую (рис. 5.5.5).

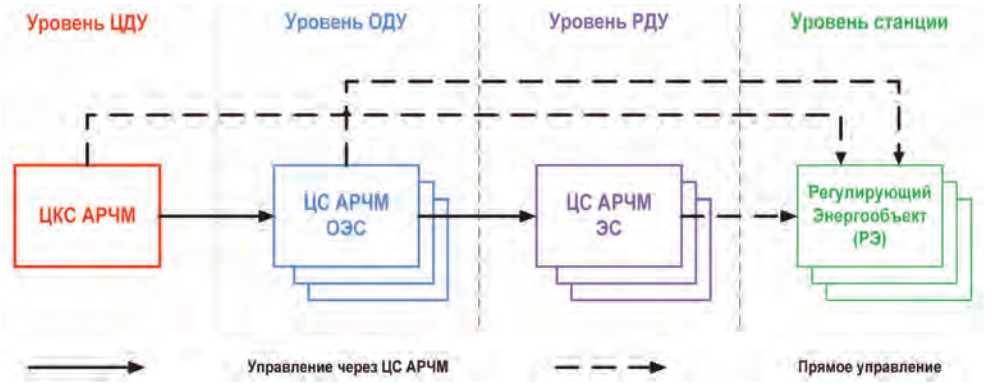


Рис. 5.5.5. ***Уровни ИС АРЧМ ЕЭС России***

Важной особенностью является обеспечение единого заданного цикла работы всех составляющих элементов ЦС/ЦКС АРЧМ и их высокой надежности.

Функции систем АРЧМ. Основные функции систем АРЧМ следующие:

- *автоматическое астатическое регулирование частоты (режим АРЧ)* в энергообъединении, состоящем из ЕЭС России и работающих синхронно с ней энергосистем стран СНГ и Балтии, осуществляемое в настоящее время ЦКС АРЧМ постоянно с воздействием на регулирующие ГЭС и энергоблоки напрямую или через ЦС АРЧМ ОЭС. В ЦС АРЧМ также предусмотрен режим АРЧ, необходимый в случае изолированной работы ОЭС (в режиме «острова»);
- *автоматическое ограничение перетоков мощности (токовой перегрузки) (режим АО(Т)П)* по слабым внутренним и внешним сечениям энергообъединения, опасным с точки зрения нарушения устойчивости. При реализации этой функции система АРЧМ постоянно контролирует перетоки активной мощности (ток) по ряду слабых сечений, и в случае возникновения перегрузки, то есть при превышении каким-либо контролируемым перетоком заданного максимально допустимого значения в том или ином направлении передачи мощности (уставки АО(Т)П), по возможности максимально быстро устраняет эту перегрузку путем выдачи управляющих воздействий на регулирующие станции и энергоблоки. Поскольку режим АО(Т)П является, по сути дела, начальной ступенью противоаварийной автоматики и по мере своих возможностей предотвращает нарушение устойчивости, ему дается приоритет перед другими режимами. В настоящее время этот режим является основным для ЦС АРЧМ;
- *автоматическое регулирование суммарного перетока по внешним связям энергообъединения (энергосистемы) с коррекцией по частоте (режим АРПЧ).* Особенность этого режима регулирования заключается в том, что система АРЧМ реагирует на возмущения (небалансы мощности), возникающие только в собственном районе регулирования (зоне контроля), и не реагирует на возмущения в районах регулирования других систем АРЧМ, не препятствуя при этом действию первичного регулирования. Этот режим предусмотрен в ЦКС АРЧМ на случай объединения Восточного энергообъединения с энергообъединением Ев-

ропы (UCTE), если ЕЭС России поручат регулировать суммарный переток с коррекцией по частоте по сечению (интерфейсу) Восток – Запад, по которому будет осуществлена синхронная параллельная работа этих двух энергообъединений. В ЦС АРЧМ данный режим также предусмотрен на случай регулирования суммарного внешнего перетока своей ОЭС или при необходимости регулировать суммарный внешний переток по заданному сечению с коррекцией по частоте. Следует отметить, что система АРЧМ, работающая в режиме АРПЧ, при необходимости может быть переведена в режим регулирования частоты (АРЧ) или в режим регулирования перетока (АРП);

– *регулирование режима ЕЭС путем отработки команд от ЦКС АРЧМ с приоритетом собственных АО(Т)П*. Данный режим является также основным режимом работы ЦС АРЧМ. При этом станции и энергоблоки в ОЭС/ЭС могут участвовать в качестве объектов управления одновременно для двух уровней – собственной ЦС АРЧМ ОЭС и ЦКС АРЧМ ЕЭС, но с приоритетом собственных АО(Т)П. Задание с вышестоящего уровня блокируется, если оно направлено противоположно действию собственных ограничителей перетоков (при возникновении перегрузки или нахождении одного из контролируемых перетоков в зоне минимального запаса, если выполнение задания от ЦКС АРЧМ может вызвать перегрузку этого сечения).

Существует две схемы управления:

централизованное управление – при работающем регуляторе ЦС АРЧМ в режиме АРПЧ часть РЭ может работать под управлением ЦКС АРЧМ (рис. 5.5.6). В этом случае не происходит одновременного воздействия на один РЭ двух регуляторов: при подключении РЭ на централизованное управление от ЦКС АРЧМ воздействие на этот РЭ от регулятора ЦС АРЧМ исключается, а уставка регулятора АРПЧ ЦС АРЧМ корректируется на величину суммарного задания от ЦКС АРЧМ. Эта коррекция выполняется опциально по ключу, так как в некоторых случаях, например, при регулировании перетока по внутреннему сечению эта коррекция может не понадобиться;

иерархическое управление – участие управляемой ОЭС (ЦС АРЧМ данной ОЭС работает в режиме АРПЧ) как единого объекта, причем ЦС АРЧМ ОЭС передает наверх в ЦКС АРЧМ состояние готовности, сигнал наличия регулировочного диапазона на загрузку и разгрузку и величины суммарных регулировоч-

ных диапазонов всех РЭ на загрузку и разгрузку, а воздействие от ЦКС АРЧМ на этот единый объект корректирует уставку регулятора АРПЧ ОЭС. Сигнал готовности формируется в ЦС АРЧМ в случае включенного незаблокированного состояния регулятора АРПЧ при отсутствии признака «нет объектов регулирования». Сигнал блокировки на загрузку (разгрузку) ОЭС формируется как суммарный по всем РЭ при отсутствии сигналов готовности всех ЭО на загрузку (разгрузку), а также с учетом запертых регулировочных диапазонов ЭО из-за действия собственных АО(Т)П. Предусмотрена разновидность варианта иерархического управления — групповое регулирование — при котором регулятор АРПЧ в ЦС АРЧМ не включен в работу. В этом случае задание ЦКС АРЧМ распределяется в ЦС АРЧМ между объектами ОЭС в соответствии с дополнительной заданной группой индивидуальных КДУ. Выбор вида управления производится при конфигурировании УПО ЦКС/ЦС АРЧМ ключом удаленного управления.

Основные принципы управления систем АРЧМ. В ЦКС/ЦС АРЧМ суммарное задание (интегрально зависящее от отклонения регулируемого параметра) на изменение мощности объектов управления (ГЭС, энергоблока ТЭС) в каждом цикле управления делится на приращение задания регулирующей ГЭС и каждому из энергоблоков ТЭС пропорционально их коэффициентам долевого участия (КДУ) в регулировании.

С целью эффективного использования резервов вторичного регулирования, КДУ для ГЭС и каждого из энергоблоков ТЭС задаются пропорционально величинам их диапазонов регулирования (заданные КДУ).

Эта пропорциональность обеспечивается автоматически, независимо от количества подключенных к ЦКС/ЦС АРЧМ и участвующих на данном цикле регулирования энергоблоков. Постоянство коэффициента передачи центрального регулятора обеспечивается автоматическим поддержанием равной единице суммы фактических КДУ, участвующих на данном цикле в регулировании объектов управления, определяемых по заданным КДУ.

Ограничитель представляет собой регулятор с регулируемой зоной нечувствительности на входе, где границы зоны нечувствительности определяются заданными уставками по максимально допустимым значениям контролируемого перетока. Схема алгоритма автоматического ограничения перетоков мощности представлена на рис. 5.5.7.

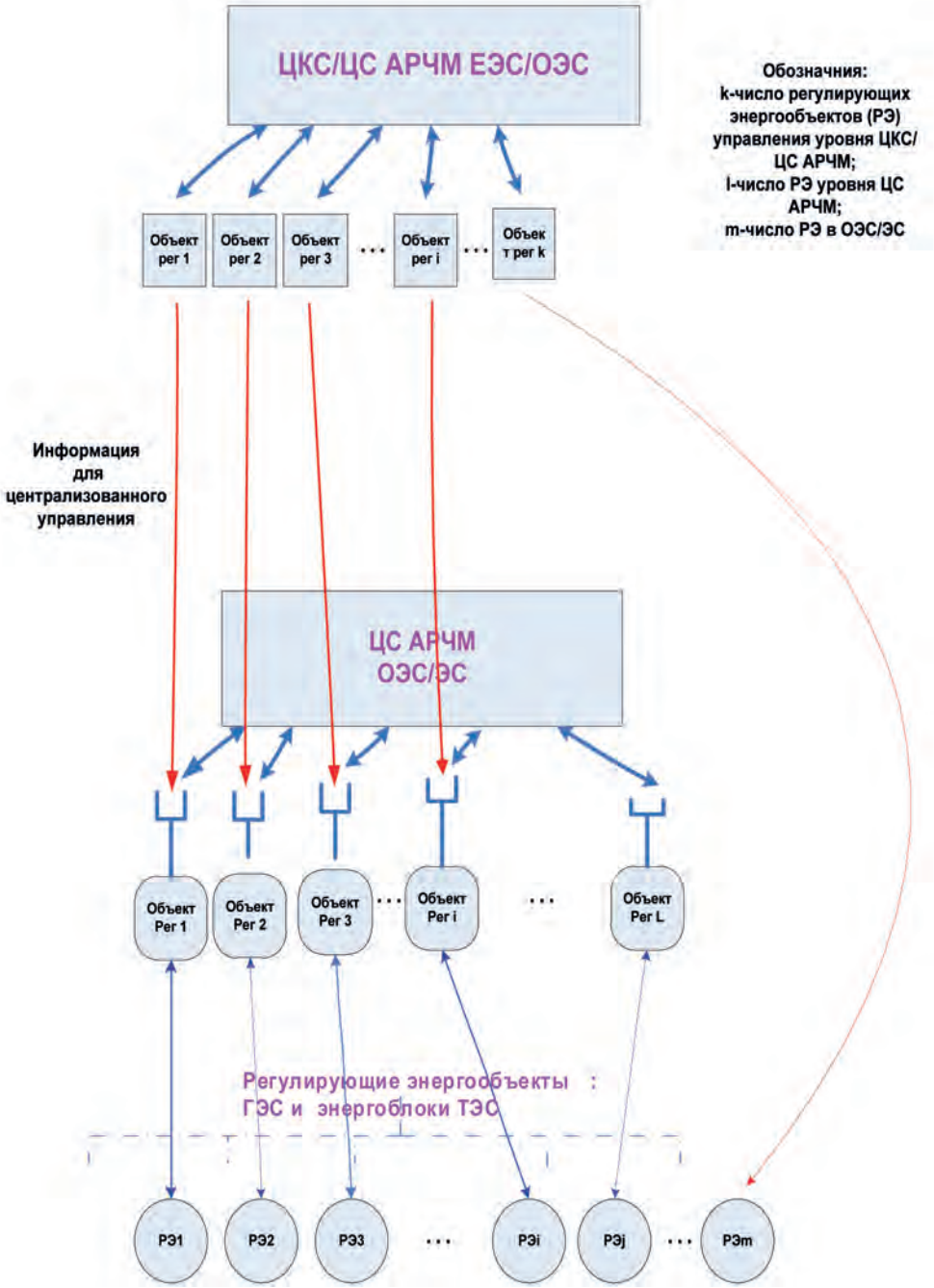


Рис. 5.5.6. ***Схема централизованного управления***

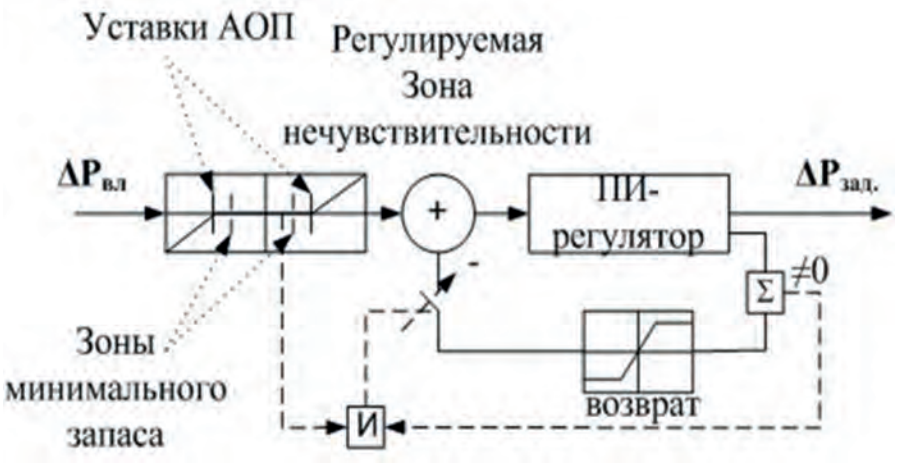


Рис. 5.5.7. ***Структурная схема алгоритма автоматического ограничения перетоков мощности***

В ЦС/ЦКС АРЧМ имеется возможность также вводить уставки автоматически от программы контроля перетоков по опасным сечениям (КПОС), имеющейся в составе программного обеспечения (ПО) оперативно-информационного комплекса (ОИК) на базе СК-200Х. В случае устранения перегрузки и дальнейшего изменения перетока мощности, или тока ниже зоны минимального запаса, в ограничителе начинает действовать режим возврата, под действием которого регулирующие станции и энергоблоки медленно возвращаются к исходному плановому значению мощности, нарушенному в результате работы ограничителя перегрузки по устранению перегрузки сечения.

В ЦКС/ЦС АРЧМ устанавливается:

– ограничение величины приращения вторичного задания каждому из объектов управления на цикле регулирования ($\Delta P_{огр.}$ цикл), исходя из допустимой максимальной скорости изменения вторичного задания мощности объекта управления (МВт/мин):

$$\Delta P_{огр.}\ цикл = \Delta P_{огр.}\ мин./60\ \ МВт/цикл.$$

Допустимая скорость для энергоблока задается в диапазоне от 1 до 4% от номинальной мощности энергоблока в минуту, а допустимая скорость ГЭС устанавливается исходя из возможностей конкретной станции.

– ограничение величины максимального вторичного задания на загрузку и разгрузку каждому объекту управления. Ограниче-

ние величины максимального задания на загрузку и разгрузку для каждого энергоблоков задается равным ±5% от номинальной мощности энергоблока, а для ГЭС устанавливается исходя из возможностей конкретной станции.

При необходимости диспетчер ОДУ/ЦДУ использует в ЦС/ЦКС АРЧМ ручную коррекцию мощности (РКМ) подключенных к управлению станций и энергоблоков, при которой задание на изменение мощности изменяется с постоянной заданной скоростью для ручной коррекции с учетом упомянутых ограничений на цикле регулирования. При этом величина суммарного вторичного задания (от автоматического регулятора частоты и от РКМ) не будет превышать заданного диапазона вторичного регулирования объектов управления.

Состав участвующих на данном цикле регулирования станций и энергоблоков определяется поступившими к данному моменту времени телесигналами о готовности к регулированию и отсутствием сигналов неготовности к загрузке либо разгрузке – в зависимости от актуального требования центрального регулятора.

При постоянных колебаниях частоты и мощности в ЕЭС, вызванных случайным изменением нагрузки, на РЭ (ГЭС и ЭБ ТЭС) от ЦКС АРЧМ ЕЭС выдаются знакопеременные управляющие воздействия, что крайне нежелательно, так как это может привести к повышенному ущербу элементов генерирующего оборудования и к снижению экономичности работы. Анализ эксплуатации систем АРЧМ показывает, что регулятор частоты и перетоков мощности реагирует на достаточно широкий спектр возмущений при изменении регулируемого параметра, что отражается в излишней интенсивности управляющих воздействиях на регулирующие энергообъекты, приводящей к увеличению эксплуатационных расходов ЭБ ТЭС и ГЭС.

Архитектура комлекса технических средств ЦС/ЦКС АРЧМ

ЦС/ЦКС АРЧМ реализуется на базе стандартного программно-аппаратного комплекса (ПАК) СК-200Х на двух отдельных выделенных серверах, один из которых является основным, а другой служит в качестве «горячего» резерва. При этом выдерживается основной принцип, что ЦС/ЦКС АРЧМ выполняется в единой технической, информационной и системной программной среде с ОИК РДУ/ОДУ/ЦДУ, что существенно облегчает их эксплуатацию и оперативное управление ими со стороны диспетчера.

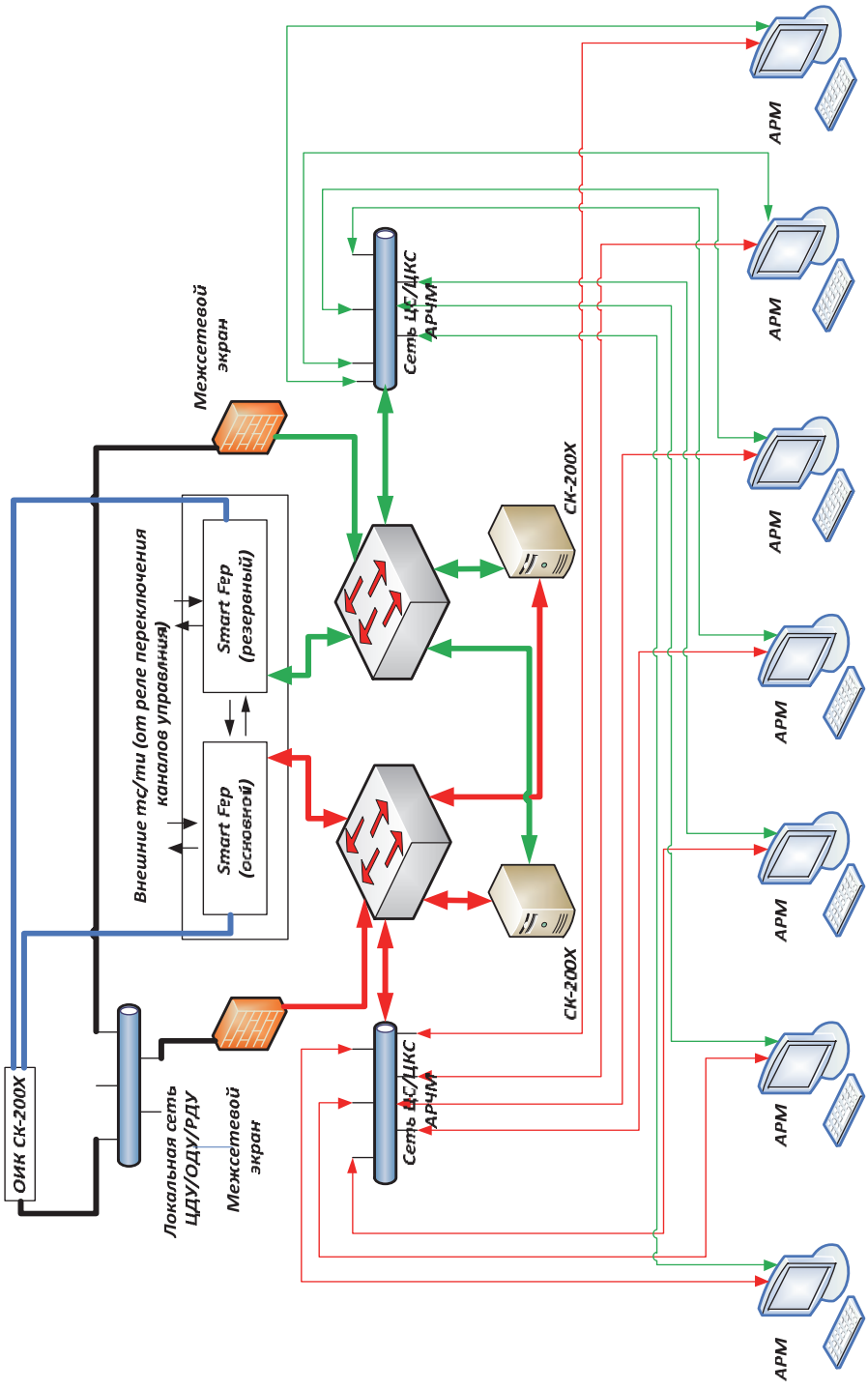


Рис. 5.5.8. *Архитектура программного комплекса ЦС/ЦКС АРЧМ*

Для сбора информации о состоянии объектов регулирования (энергосистемы) и передачи управляющих воздействий на регулирующие станции и энергоблоки в системе АРЧМ используется центральная приемо-передающая станция (ЦППС) SMART-FEP, состоящая из двух полукомплектов, которые связаны между собой, обеспечивая «горячее» резервирование. В состав каждого полукомплекта включены измерители частоты ИВЧ-1, обеспечивающие точность измерения частоты не хуже 1 мГц. Для диспетчера ОДУ/ЦДУ предусмотрено автоматизированное рабочее место (АРМ диспетчера), с которого он может наблюдать и контролировать работу системы АРЧМ, а также, при необходимости, управлять ее работой, задавая путем ручного ввода через клавиатуру дисплея различные параметры настройки. Все остальные пользователи АРЧМ могут только наблюдать за работой системы АРЧМ, но не могут вмешиваться в ее работу. Сервера АРЧМ, ЦППС и рабочая станция диспетчера РДУ/ОДУ/ЦДУ связаны между собой локальной вычислительной сетью (ЛВС АРЧМ), которая соединена с ЛВС РДУ/ОДУ/ЦДУ через межсетевой фильтр, предотвращающий любое внешнее несанкционированное вмешательство в работу системы АРЧМ. Таким способом обеспечиваются требования безопасности автоматической системы АРЧМ. Связь с ЛВС ОДУ обеспечивается для обмена информацией с ОИК РДУ/ОДУ/ЦДУ. Архитектура программного комплекса ЦС/ЦКС АРЧМ представлена на рис. 5.5.8.

Программное обеспечение ЦС/ЦКС АРЧМ

ЦС/ЦКС АРЧМ – это система диспетчерского управления реального времени. Основными задачами программного обеспечения системы являются:

- обеспечение выполнения технологических функций и функций защиты и блокировок с требуемым быстродействием;
- обеспечение наглядности и удобства работы диспетчера;
- обеспечение регистрации и возможностей ретроспективного анализа процессов, протекающих в системе.

Программное обеспечение (ПО) ЦС/ЦКС АРЧМ состоит из прикладного программного обеспечения (ППО) и системного программного обеспечения (СПО).

Структура ППО АРЧМ приведена на рис. 5.5.9.

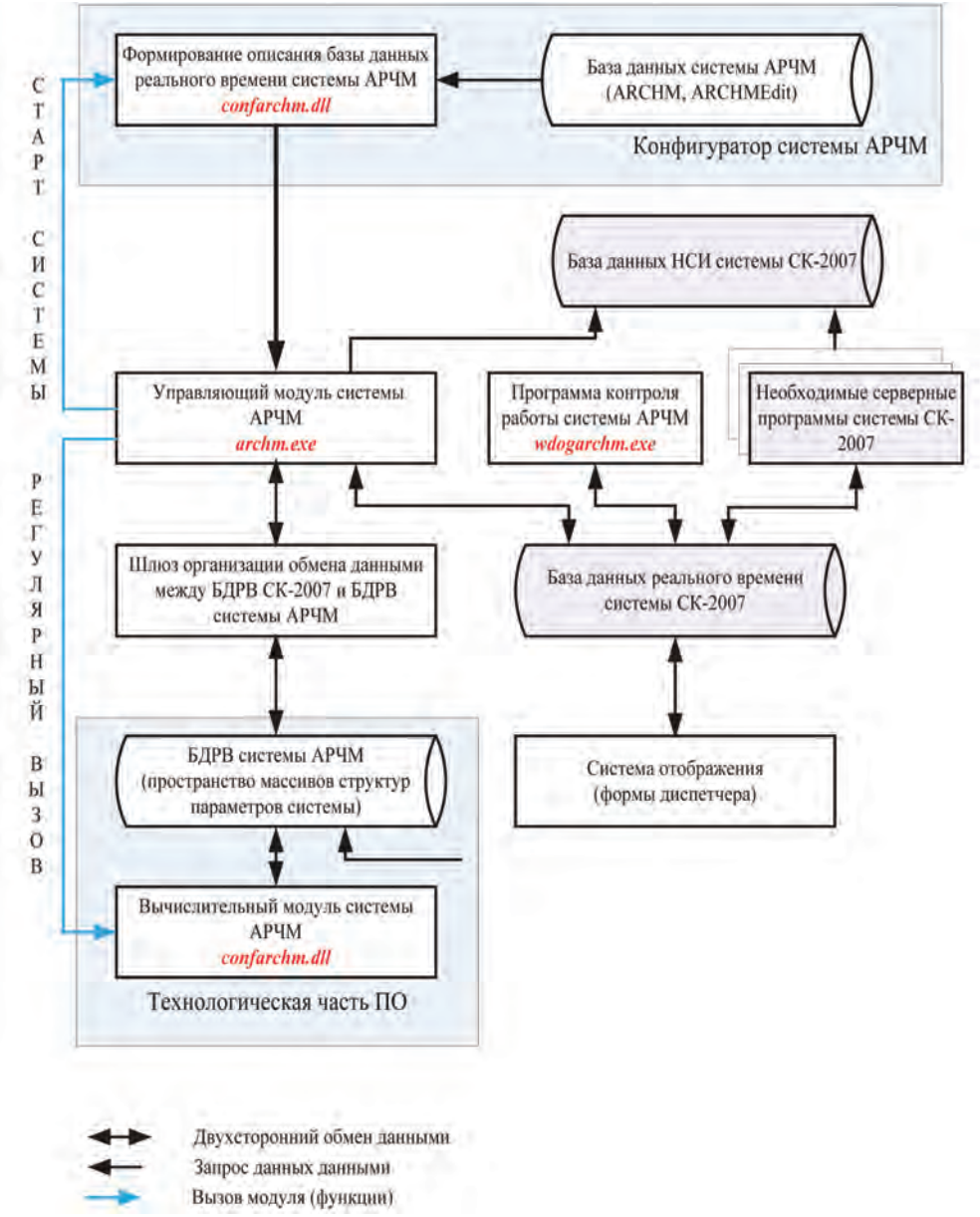


Рис. 5.5.9. ***Структура ППО АРЧМ, взаимосвязь отдельных модулей и направления потоков информации обмена***

Выводы

1. Предъявляемые в настоящее время требования к качеству регулирования, состоят в основном в том, чтобы удержать частоту в пределах нормального уровня 50±0,05 Гц. На практике за счет более маневренного автоматического вторичного регулирования частота удерживается в пределах 50±0,02 Гц. Тем самым поддерживается средняя частота за час в пределах 50±0,01 Гц, уменьшая отклонения планового баланса генерации и потребления, избегается дополнительная загрузка транзитной сети неплановыми потоками мощности и предотвращается излишний запуск нормированного первичного регулирования в нормальных условиях.

2. Структура систем АРЧМ в России является централизованной и повторяет иерархию диспетчерского управления, при этом регулирующие энергообъекты могут быть подключены к центральной координирующей системе ЕЭС напрямую или через централизованные системы объединенных или региональных энергосистем.

3. Основной функцией центральной координирующей системы ЕЭС является регулирование частоты, а централизованных систем объединенных или региональных энергосистем – ограничение и регулирование перетоков активной мощности по контролируемым сечениям.

4. Централизованное регулирование, реализованное в ЕЭС России, позволяет эффективнее поддерживать требуемое качество частоты и мощности, чем в зарубежных системах. Но то же время отсутствуют ясные для всех субъектов рынка технико-экономические обоснования необходимости поддержания такого качества регулирования.

5. Анализ эксплуатации систем АРЧМ показывает, что регулятор частоты и перетоков мощности реагирует на достаточно широкий спектр возмущений при изменении регулируемого параметра, что отражается в излишней интенсивности управляющих воздействиях на регулирующие энергообъекты, приводящей к увеличению эксплуатационных расходов ЭБ ТЭС и ГЭС.

Принципы формирования рынка системных услуг для обеспечения управления режимом по частоте и активной мощности в ЕЭС России

Системные услуги. Системные услуги (СУ) — это деятельность, обеспечивающая надежность работы энергосистемы и электроснабжения потребителей при изменении режимных параметров и возмущающих

воздействий в широком диапазоне, а также стабильное значение частоты и напряжения в соответствии с установленными стандартами [1, 21-23].

Получение СУ позволяет всем субъектам энергетического рынка полностью использовать экономические преимущества параллельной работы в энергосистемах [24]. СУ позволяют маневрировать мощностью энергосистемы в реальном времени, что, в свою очередь, дает возможность развивать систему управления ЕЭС и достигать эффекта увеличения надежности за счет более высокотехнологичной системы управления (разнообразие управляющих воздействий должно соответствовать разнообразию возмущающих воздействий). Оказание системных услуг требует определенных затрат, которые во всех случаях должны компенсироваться субъектами рынка, являющимися причиной данных затрат [24]. Поэтому предоставление СУ необходимо должным образом оплачивать, и для этого предполагается введение рынка системных услуг (РСУ). РСУ – основополагающий инструмент (механизм) поддержания требуемого уровня надежности и надлежащего качества функционирования Единой энергетической системы России в условиях полной либерализации рынков электроэнергии и мощности. Виды услуг по обеспечению системной надежности, порядок отбора субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, оказывающих такие услуги, а также правила их оказания и механизмы ценообразования определены Постановлением Правительства РФ от 03.03.2010 г. № 117 «О порядке отбора субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, оказывающих услуги по обеспечению системной надежности, и оказания таких услуг, а также об утверждении изменений, которые вносятся в акты Правительства Российской Федерации по вопросам оказания услуг по обеспечению системной надежности».

Постановлением правительства определены 4 вида услуг по обеспечению системной надежности:

- нормированное первичное регулирование частоты с использованием генерирующего оборудования электростанций (предоставление услуги начато в январе 2011 г.);
- автоматическое вторичное регулирование частоты и перетоков активной мощности (АВРЧМ) с использованием генерирующего оборудования электростанций (за исключением гидроэлектростанций установленной мощностью более 100 МВт);
- регулирование реактивной мощности с использованием генерирующего оборудования электростанций, на котором в течение

периода оказания соответствующих услуг не производится электрическая энергия;

– развитие систем противоаварийного управления в ЕЭС России.

В соответствии с постановлением правительства, системный оператор осуществляет отбор субъектов электроэнергетики, оказывающих услуги по обеспечению системной надежности, заключение с такими субъектами договоров и оплату услуг, а также координацию действий участников рынка системных услуг. Целью работы РСУ является поддержание заданного уровня надежности и технических параметров энергосистемы. Этот рынок является механизмом экономического стимулирования участников к предоставлению СУ.

РСУ не является полностью конкурентным рынком. Это определяется прежде всего тем, что отбор будет проводиться только по тем субъектам, которые обладают определенными параметрами и характеристиками в соответствии с принятыми стандартами [1, 21-23], имеют возможность предоставить определенный объем услуг и расположены в определенных территориях (зонах оказания услуг). Таким требованиям могут отвечать лишь некоторые, а в отдельных случаях лишь единственные субъекты электроэнергетики. Поэтому предполагается, что в случае если иные способы отбора не дали результатов, возможно установление обязанности для отдельных субъектов электроэнергетики [25].

Продуктом торговли РСУ будет являться регулировочный диапазон мощности, необходимый для маневрирования мощностью ЕЭС в реальном времени и для расширения режимов работы энергообъединения. Определение цены и необходимого объема такого типа продукта представляет собой сложную технологическую задачу, что предопределяет совершенно другие механизмы функционирования и организации данного рынка в отличие от существующих.

Пока остается открытым вопрос, каким на самом деле должен быть период отбора участников данного рынка. Поскольку режим энергосистемы меняется все время в темпе процесса, то и необходимость в СУ меняется в таком же темпе. И чем короче будет период отбора участников РСУ, тем эффективнеебудет функционировать сам рынок.

Автоматическое вторичное регулирование частоты и перетоков активной мощности (АВРЧМ) является одной из ключевых СУ (СУ по АВРЧМ). Под данной СУ понимается компенсация возникающих в области регулирования небалансов мощности путем изменения мощно-

сти регулирующих энергообъектов (ГЭС или энергоблоков (ЭБ) ТЭС, участвующих в АВРЧМ – РЭ) под воздействием центрального регулятора для поддержания и восстановления нормального уровня частоты и плановых обменов мощностью между энергосистемами, ликвидации перегрузки транзитных связей и сечений, а также восстановления первичных резервов, потраченных при действии первичного регулирования [1].

Для оказания услуг по АВРЧМ в 2011 и 2012 годах системным оператором было отобрано 4 энергоблока тепловых станций с суммарным вторичным резервом ±55 МВт, совокупным плановым объемом ±330000 МВт·час [10, 26-28].

В дальнейшем планируется увеличить число модернизированных блоков до 100 единиц, увеличив вторичный резерв до величины ±6200 МВт, который с запасом может компенсировать расчетный аварийный небаланс мощности ЕЭС России, нерегулярные колебания мощности и динамическую погрешность регулирования баланса мощности, а также обеспечить конкурентный отбор между участниками рынка [14].

Краткий обзор зарубежного опыта работы рынка системных услуг в части регулирования частоты и активной мощности. Предоставление вращающегося резерва в рамках определенного норматива является обязанностью всех генерирующих компаний, участвующих в рынке, и оплачивается по оптовой цене рынка электроэнергии. Надо отметить, что требование предоставления оперативного резерва характерно для всех типов рынков электроэнергии [29]. Некоторые системные операторы классифицируют дополнительные оперативные резервы как 10-минутные, 30-минутные и замещающие резервы. Кроме того, в соответствии с классификацией North American Electric Reliability Council (NERC) – Североамериканского совета по надежности выделяются также услуги со стороны потребителей электроэнергии – предоставление системному оператору возможности прямого управления нагрузкой и ресурсов по использованию отключаемой нагрузки. В одних объединениях эти услуги рассматриваются как услуги по предоставлению вращающегося резерва, а в других – как самостоятельные услуги, что также вполне оправданно [30].

Резерв автоматического регулирования частоты и мощности АРЧМ предназначен для автоматического реагирования на флуктуации выработки и потребления электроэнергии в ответ на получение сигналов автоматического регулирования и задействуется без участия операторов производителей. Требования NERC устанавливают размер резерва АРЧМ для ВРА в размере 250 МВт. Стоимость услуги калькулируется

на основе расчета средней стоимости энергии, которая могла бы быть выработана резервными мощностями, на основе издержек 10 крупнейших ГЭС Федеральной энергосистемы реки Колумбия, управляемых BPA, к которым добавляется плата за предоставление АРЧМ, основанная на расчете компенсации падения эффективности генераторов и увеличения издержек на ремонты и обслуживание генераторов. В состав издержек включаются расходы на рыбоохранные и экологические мероприятия, цена повышающей трансформации электроэнергии, но исключаются затраты, связанные с регулированием напряжения и реактивной мощности.

Для каждой турбины, используемой для предоставления услуг АРЧМ, анализируется отклонение от оптимального уровня нагрузки, заданного кривой оптимизации нагрузки. Определяется коэффициент потери эффективности (0,25 и 0,29 для разных типов турбин), умножение которого на среднее время отклонения от оптимального графика нагрузки и цену электроэнергии, дает базу для расчета величины компенсации. Увеличение издержек на ремонты и обслуживание генераторов оценивается достаточно субъективно – путем опроса персонала по определенной методике, позволяющей оценить увеличение времени обслуживания генераторов и турбин, участвующих в предоставлении резерва АРЧМ. Для определения количества генераторов, необходимых для предоставления резерва АРЧМ, используется коэффициент мультипликации. Каждый генератор имеет определенные операционные границы оптимального уровня нагрузки. Для предоставления резерва АРЧМ генератор должен быть загружен таким образом, чтобы отвечать уменьшением или увеличением уровня загрузки в ответ на управляющие сигналы, до тех пор, пока он остается в своих операционных границах.

Операционные границы в этом случае определяются изменением эффективности генерации в пределах 1% от максимума КПД. Максимум мощности, которую может предоставить для резерва АРЧМ, например, генератор с $N_{уст.}$ =100 МВт, со следующими операционными параметрами: максимум КПД при 70 МВт, падение КПД на 1% при снижении нагруженной мощности до 60 или повышении до 82 МВт, равен 10 МВт. Тогда коэффициент мультипликации рассчитывается делением уровня нагрузки при максимальном КПД (70 МВт) на максимум мощности АРЧМ (10 МВт) и составляет 7. Для расчета коэффициента мультипликации анализируются графики эффективности энергоблоков трех Федеральных ГЭС (Grand Coulee, Chief Joseph, и Bonneville), рассчитанные коэффициенты мультипликации взвешиваются на корреспондирующий уровень нагрузки. На текущий период планирования

надбавка АРЧМ рассчитана в размере 1,15 долл./кВт среднемесячной загрузки генератора.

Расчет удельных издержек на предоставление резерва АРЧМ и доходов BPA соотнесенных с этим сервисом производится на основе издержек 10 крупнейших Федеральных ГЭС.

BPA определяет годовую сумму операционных затрат 10 крупнейших Федеральных ГЭС (за минусом затрат на обеспечение реактивной мощности) в 576 млн долларов. Прогноз величины среднегодового показателя использования мощности для всех системных нужд (генерация, предоставление вращающегося и дополнительного резервов и резерва автоматического регулирования частоты и мощности (АРЧМ)) оценивается в 10055 МВт. Сумма доходов, обеспеченных выработкой 10 крупнейших федеральных ГЭС, принимается равной 89% от общей.

Понятно, что такая система ценообразования на дополнительные услуги обусловлена отсутствием конкуренции между генераторами, их предоставляющими. Все эти генераторы действуют как единое целое, как одна генерирующая компания в рамках единой энергосистемы Северо-Запада США. Услуги Калифорнийскому системному оператору предоставляют не конкретные ГЭС, а BPA в целом, и их объем ограничен техническими характеристиками и конфигурацией высоковольтной сети.

Другой подход к установлению цен на дополнительные системные услуги используется в случае наличия реальной конкуренции между генераторами, способными их оказывать (оснащенными автоматикой АРЧВ и АРЧМ).

Прежде всего, системным оператором определяется тот продукт, который является предметом купли-продажи на рынке дополнительных услуг.

Это может быть «час регулирования» – то есть интервал времени, во время которого определенный генератор предоставляет свою мощность в распоряжение системного оператора с определенным текущим уровнем нагрузки (выработки) и определенными границами отклонения от этого уровня вверх и вниз. Тогда, как правило, определяется размер платы за час регулирования и процедура расчета компенсации упущенной выгоды генератора, на основе разницы между фактической и потенциальной величиной выработки при сложившемся уровне спотовых цен на электроэнергию. Зная процедуру расчета, конкурирующие поставщики резерва АРЧМ подают заявки с предложением цены часа регулирования системному оператору, который на основе ценово-

го аукциона решает задачу выбора оборудования в складывающихся системных условиях (с учетом системных ограничений, диспетчерского графика, и технических характеристик генераторов – например, для такого сервиса очень важна скорость набора и снижения нагрузки генератора, предоставляющего услуги АРЧМ).

Другой подход может состоять в определении стоимости каждого регулирующего импульса. Если система АРЧМ предусматривает возможность дискретизации управляющих воздействий с минимальным стандартным шагом, то генераторы, предоставляющие услуги АРЧМ, могут конкурировать по цене регулирующего импульса. В этом случае системному оператору приходится рассчитывать некое оптимальное суммарное число импульсов в течение часа регулирования, и уже потом решать задачу выбора оборудования для реализации АРЧМ. В свою очередь, конкурирующие поставщики услуг АРЧМ определяют сумму дополнительных затрат, связанных с повышенным износом оборудования, задействованного в режиме АРЧМ, по сравнению с загрузкой по оптимальному графику. Процедуры определения дополнительных издержек, мало чем отличаются от вышеприведенных процедур, используемых ВРА. Уровни дополнительных издержек термогенераторов несколько выше, чем гидрогенераторов, в связи с повышенным износом первых при отклонении от оптимальных режимов и дополнительными расходами дорогостоящего органического топлива (АЭС, как правило, в предоставлении дополнительных услуг не участвуют).

Требования к регулировочному диапазону и скорости изменения мощности РЭ для обеспечения СУ по АВРЧМ. Количественные характеристики составляющих небалансов и их динамики изменения являются исходными данными для определения требуемого регулировочного диапазона и необходимой скорости его мобилизации.

Размах нерегулярных колебаний определяет одну из важнейших составляющих регулировочного диапазона. Вторая составляющая регулировочного диапазона связана с монотонными изменениями.

Рассчитанные согласно методике [32], по данным СО ЕЭС и экспертных оценок [33], величины каждой из составляющих небалансов и скорости их изменения представлены в табл. 5.5.1.

Исходя из характера небалансов мощности, резервы вторичного регулирования на загрузку и разгрузку для АРЧ и АРПЧ можно разделить на две части:

– постоянно используемые резервы, определяемые амплитудами случайных нерегулярных колебаний мощности;

– спорадически используемые резервы, определяемые максимумами величин динамической погрешности регулирования балансов мощности в часы переменной части графика нагрузки и расчетных небалансов.

Разделенные по такому принципу необходимые резервы для АРЧ ЕЭС и АРПЧ ОЭС Сибири и их скорости мобилизации приведены в табл. 5.5.2.

Таблица 5.5.1

Величины характерных небалансов мощности и скорости их изменения в ЕЭС и ОЭС Сибири

	Расчетная величина амплитуды случайных нерегулярных колебаний мощности, МВт	**Расчетная величина динамической погрешности регулирования баланса мощности в часы переменной части графика нагрузки, МВт**	**Расчетный небаланс мощности на загрузку/разгрузку, МВт**	**Максимальная расчетная скорость изменения случайных нерегулярных колебаний мощности, МВт/мин.**	**Максимальная скорость изменения динамической погрешности регулирования баланса мощности в часы переменной части графика нагрузки, МВт/мин.**
ЕЭС	±1367	±1367	+1200/-1200	±103	±332
ОЭС Сибири	±529	±529	+500/-750	±16	±50

Таблица 5.5.2

Резервы для АРЧ ЕЭС и АРПЧ ОЭС Сибири и их скорости мобилизации

	Постоянно используемые резервы на загрузку/разгрузку, МВт	**Спорадически используемые резервы на загрузку/разгрузку, МВт**	**Скорость мобилизации постоянно используемых резервов, МВт/мин**	**Скорость мобилизации спорадически используемых резервов, МВт/мин**
АРЧ ЕЭС	+1367/-1367	+1367/-1367	±103	±332
АРПЧ ОЭС Сибири	+529/-529	+750/-529	±165	±165

Отметим, что скорости мобилизации постоянно и спорадически используемых резервов для АРПЧ ОЭС Сибири определяются среднеквадратичной величиной скорости изменений нерегулярных колебаний нагрузки по регулируемому сечению [33].

В соответствии с методикой [32], резерв АО(Т)П нормируется как 20% от максимально допустимого перетока контролируемого сечения.

Для примера приведем резервы и скорости их мобилизации для АО(Т)П по контролируемому сечению ОЭС Сибири — остальная часть ЕЭС (табл. 5.5.3).

Таблица 5.5.3

Резервы для АОП по контролируемому сечению ОЭС Сибири – остальная часть ЕЭС и скорости их мобилизации

	Общий минимальный резерв АОП на загрузку/ разгрузку, МВт	**Скорости мобилизации резерва на разгрузку/ загрузку, МВт/мин.**
АОП по контролируемому сечению ОЭС Сибири – остальная часть ЕЭС	+400/-400	+165/-165

При этом, согласно методике [32], резерв на загрузку должен размещаться с приемной стороны, а резерв на разгрузку — с передающей стороны.

Отметим, что скорости мобилизации резервов для АО(Т)П также определяются среднеквадратичными величинами скорости изменений нерегулярных колебаний нагрузки по регулируемым сечениям [33].

Объем необходимых резервов для АО(Т)П, или спрос на данную подуслугу СУ по АВРЧМ, в ЕЭС России пока не определен. Определение данного объема (спроса) представляет собой отдельную сложную инженерную задачу, которую только предстоить решить. Поскольку резерв АО(Т)П используется спорадически, то в случаях когда величина и расположение резервов для целей НПРЧ, АРЧ, АРПЧ и третичного регулирования удовлетворяют требованиям к резервам для АО(Т)П, отдельный резерв для АО(Т)П может не предусматриваться [32]. Поэтому для оптимизации общего объема резервов АВРЧМ, расположение резервов для АО(Т)П необходимо выбирать совместно с расположением резервов для НПРЧ, АРЧ, АРПЧ и третичного регулирования, что еще более усложняет решаемую задачу.

К АВРЧМ традиционно привлекаются ГЭС, как наиболее маневренные объекты регулирования, обладающие большими резервами мощности. Предполагается, что к АВРЧМ будут привлечены все ГЭС с установленной мощностью более 100 МВт, при этом оплата их участия будет не в рамках РСУ [5]. Поскольку практически все ГЭС построены более 30-ти лет назад и большинство немодернизировано, то для участия их в АВРЧМ требуется модернизация их ГРАМ, организация каналов связи и систем мониторинга, а в некоторых случаях модерни-

зация их оборудования. Таким образом, в ближайшее время к АВРЧМ, скорее всего, могут быть привлечены лишь некоторые из ГЭС с установленной мощностью более 100 МВт, которые лишь частично смогут покрыть необходимый объем резервов для АВРЧМ.

В настоящее время ведутся работы по привлечению к вторичному регулированию модернизированных ЭБ ТЭС, которые должны покрыть недостающий объем резервов, а также заменить ГЭС в маловодные и паводковые периоды.

В ЕЭС России планируется модернизация 96 ЭБ ТЭС с целью привлечения их к участию в НПРЧ и АВРЧМ. По данным СО ЕЭС, в настоящее время 65 ЭБ уже модернизированы и сертифицированы на соответствие требованиям стандарта [34].

Регулировочный диапазон на модернизированных ЭБ ТЭС, участвующих в АВРЧМ, составляет не менее ±5% от установленной мощности ЭБ. Изменение мощности при вторичном регулировании должно выполняться со скоростью не менее 1% номинальной мощности ЭБ в минуту, но не более максимально допустимой скорости 4% номинальной мощности ЭБ в минуту. При этом отработка всего диапазона вторичного регулирования должна происходить за время не более 10 минут. А динамическая и статическая погрешности отработки задания не должны превышать 1% от номинальной мощности ЭБ при любой скорости изменения задания, вплоть до максимальной. Для выполнения указанных требований требуется модернизация оборудования ЭБ и их САУМ, организация каналов связи, установка терминала АВРЧМ и системы мониторинга.

Приведем сравнительную таблицу имеющихся и планируемых резервов и их скорости мобилизации, по данным планов модернизации ЭБ ТЭС [14] и по данным СО ЕЭС (табл. 5.5.4):

Таблица 5.5.4

Резервы АРЧ ЕЭС и АРПЧ ОЭС Сибири

	Имеющиеся, на загрузку/ разгрузку, МВт	**Планируемые к подключению**	**Скорость мобилизации имеющихся резервов, МВт/мин**	**Скорость мобилизации планируемых резервов, МВт/мин**
АРЧ ЕЭС	+400/-400 на ГЭС; +55/-55 на ЭБ ТЭС	минимум +1345/-1345 максимум +5960/-5960 на ЭБ ТЭС	1200 на ГЭС; минимум 48, максимум 240 на ЭБ ТЭС	минимум 269 максимум 1345

Окончание табл. 5.5.4

	Имеющиеся, на загрузку/ разгрузку, МВт	**Планируемые к подключению**	**Скорость мобилизации имеющихся резервов, МВт/мин**	**Скорость мобилизации планируемых резервов, МВт/мин**
АРПЧ ОЭС Сибири	+300/-600 на ГЭС	+1200/-1200 на ГЭС	2400 на ГЭС	минимум 720 на ГЭС

Поэтому, возможно, на начальном этапе введения РСУ будут обеспечены лишь постоянно используемые резервы, т.е. на рынке будет закуплено около 567 МВт резервов (около 41% постоянно используемых резервов). При этом, скорее всего, эти резервы будут выбраны таким образом, чтобы использовать их и для АО(Т)П.

Подходы к формированию рынка системных услуг для обеспечения автоматического вторичного регулирования частоты и перетоков мощности в ЕЭС России

Основным механизмом определения цены СУ АВРЧМ, как и других конкурентных рынков, рассматривается компенсация упущенной выгоды при участии на других рынках электроэнергии и мощности, затрат на готовность участия и на участие в АВРЧМ, а также капитальных затрат РЭ при участии в регулировании. Однако, помимо компенсации упущенной выгоды и затрат РЭ, при оплате СУ необходимо также учитывать экономические эффекты, получаемые при их предоставлении, поскольку именно они должны определять итоговую цену, которую необходимо компенсировать РЭ, участвующим в РСУ. Определение экономических эффектов позволит понять, какие виды услуг наиболее эффективны и востребованы. Они также покажут «слабые места» в энергообъединении, из-за которых необходимо предоставлять тот или иной дополнительный объем СУ. Соответственно, собственники этих «слабых мест» будут обязаны либо компенсировать выявленный дополнительный объем СУ, либо модернизировать свой энергообъект для уменьшения этого объема. Таким образом, РСУ с таким механизмом определения цены мог бы в будущем сделать ЕЭС более надежной и энергоэффективной. Также для эффективной организации АВРЧМ в ЕЭС необходимо определить механизм взаиморасчетов со странами СНГ и Балтии для определения цены СУ по АВРЧМ.

По нашим данным, стоимость установки ГРАМ, удовлетворяющей требованиям для участия в АВРЧМ, составляет порядка 50 млн руб. Более подробный анализ для ГЭС анализ только предстоит сделать.

Повышение пропускной способности и максимально допустимых перетоков по слабым по пропускной способности связям за счет их автоматического регулирования и ограничения. Автоматическое регулирование или ограничение перетоков мощности по контролируемому сечению позволяет повысить использование пропускной способности и максимально допустимый переток по данному сечению за счет снижения на половину амплитуды нерегулярных колебаний [37]. Например, для сечения ОЭС Сибири — остальная часть ЕЭС повышение использования пропускной способности и максимально допустимого перетока составляет 171 МВт. Поскольку цены на оптовом рынке для первой и второй ценовых зон существенно отличаются, то данный запас позволяет покупать больше электроэнергии во второй ценовой зоне. При этом этот объем за год составляет около 1,5 млн МВт·ч. По данным [38], за счет введения автоматического ограничения с подавлением нерегулярных колебаний с периодом 1,5-2 мин. и более позволило бы повысить использование пропускных способностей основных связей ЕЭС на 2000-3000 МВт. Поскольку существует разница между стоимостью электроэнергии на «местах» и ее стоимостью на оптовом рынке, то данный запас позволит увеличить долю электроэнергии, покупаемой на оптовом рынке. При этом этот объем за год составил бы от 17,5 до 26,3 млн МВт·ч.

Механизмы взаиморасчета со странами СНГ и Балтии. Поскольку частота является единым параметром в ЕЭС, то ее совместное автоматическое регулирование и поддержание ее заданного качества позволит наилучшим образом использовать выгоды параллельной работы энергосистем стран СНГ и Балтии, обеспечить качество вырабатываемой электроэнергии и повысить надежность работы каждой энергосистемы в отдельности. Также общими являются межсистемные и межгосударственные связи, совместное двухсторонное автоматическое ограничение которых позволит уменьшить общий объем используемых резервов и более эффективно поддерживать устойчивость энергообъединения и надежность при параллельной работе энергосистем. Поэтому для эффективной организации АВРЧМ в ЕЭС необходимо привлекать к АРЧ и АО(Т)П не только РЭ России, но и РЭ стран СНГ и Балтии и определить механизмы взаиморасчета с учетом нормативных документов и соглашений принятых в ЕЭС/ОЭС [39, 40-42].

Выводы

Основные принципы формирования рынка системных услуг для обеспечения автоматического вторичного регулирования частоты и перетоков мощности в ЕЭС России состоят в следующем.

1. РСУ для обеспечения АВРЧМ в ЕЭС России – основополагающий инструмент (механизм) поддержания требуемого уровня надежности и надлежащего качества функционирования энергосистемы.

2. РСУ не является полностью конкурентным рынком, поскольку некоторые виды услуг могут быть предоставлены лишь некоторыми, а иногда лишь единственным субъектами электроэнергетики. Основным отличием РСУ от других рынков электроэнергетики является то, что продуктом торговли является не электроэнергия и мощность, а регулировочный диапазон мощности. Эта особенность предопределяет совершенно другие механизмы функционирования и организации данного рынка, в отличие от существующих рынков.

3. АВРЧМ является одной из ключевых СУ. Она состоит из нескольких подуслуг, соответствующих различным функциям системы АВРЧМ, предъявляющим различные требования к расположению, объему предоставляемых услуг и характеристикам РЭ. Поэтому отбор для отдельных видов подуслуг может также осуществляться неконкурентно.

4. Различным видам подуслуг соответствуют различные виды регулировочных диапазонов, которые могут быть размещены как на ГЭС, так и на ЭБ ТЭС, удовлетворяющих требованиям СУ по АВРЧМ. Для эффективного функционирования рынка и в виду особенности СУ по АВРЧМ перед проведением торгов необходимо провести расчеты по определению мест оптимального размещения резервов для различных подуслуг. На основе данных расчетов можно будет понять требования и оценить объемы спроса и предложения данного сектора рынка.

5. Для привлечения достаточного количества поставщиков необходима подготовка методики оценки стоимости СУ по АВРЧМ на основе расчетов затрат на ГЭС и ЭБ ТЭС и экономических эффектов, а также механизмов взаиморасчета со странами СНГ и Балтии.

Литература

1. Стандарт организации ОАО РАО ЕЭС России. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике. Регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС и изолированно работающих

энергосистемах России. Требования к организации и осуществлению процесса, техническим средствам. – Введен 01.11.2007.

2. Андреев А.В., Лившиц Г.Н., Машанский А.М., Пономарева А.Н., Сафронов А.Н. Иерархическая система автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС России // Электрические станции, 2010 г., № 3, С. 43-51.

3. Жуков А.В., Демчук А.Т., Сафронов А.Н. Перспективы развития систем АРЧМ в ЕЭС России, сб. докладов XXI конференции «Релейная защита и автоматика энергосистем», 29-31 мая, 2012 г. С. 430-446.

4. СТО 59012820.29.240.002-2010. Стандарт организации ОАО СО ЕЭС. Обеспечение согласованной работы систем автоматического регулирования частоты и перетоков мощности ЕЭС России и автоматики управления мощностью гидроэлектростанций. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования. Издание официальное. – Введен 01.07.10.

5. Постановление Правительства РФ № 117 от 3.03.2010 г. Правила отбора субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, оказывающих услуги по обеспечению системной надежности, и оказания таких услуг.

6. UCTE Operation Handbook – Policy 1: Load-Frequency control. Final version. – approved by SC on 19 March 2009. – 33 p.

7. UCTE Operation Handbook – Appendix 1: Load-Frequency control. Final version. – approved by SC on 16 June 2004. – 28 p.

8. Пресс-релиз ОАО СО ЕЭС. Электростанции ЕЭС России приступили к нормированному первичному регулированию частоты в рамках оказания услуг по обеспечению системной надежности [Электронный ресурс]. – 18.01.2011.– Режим доступа: http://www.so-ups.ru/index.php?id=press_release_view&tx_ttnews%5Btt_news%5D=2337. – Загл. с экрана.

9. Пресс-релиз ОАО СО ЕЭС. Системный оператор провел дополнительный конкурентный отбор поставщиков системных услуг по НПРЧ в период с сентября по декабрь 2011 года [Электронный ресурс].– 29.08.2011.– Режим доступа: http://www.so- ups.ru/index.php?id=press_release_view&no_cache=1&tx_ttnews%5btt_news%5d=2785.

10. Пресс-релиз ОАО СО ЕЭС. Системный оператор заключил договоры на оказание услуг по обеспечению системной надежности в 2012 году [Электронный ресурс]. – 24.01.2012 – Режим доступа:

http://so-ups.ru/index.php?id=press_release_view&no_cache=1&tx_ttnews%5btt_news%5d=3198. – Загл. с экрана.

11. Извещение о проведении конкурентного отбора субъектов электроэнергетики, оказывающих услуги по нормированному первичному регулированию частоты с использованием генерирующего оборудования электростанций (услуги по НПРЧ) в 2011 году [Электронный ресурс]. – утверждено ОАО СО ЕЭС 10 декабря 2010. – Режим доступа:http://www.so- ups.ru/fileadmin/files/company/markets/asm/2011/serv_freq_reg_notice_10_12_2010.pdf.

12. Извещение о проведении конкурентного отбора субъектов электроэнергетики, оказывающих услуги по нормированному первичному регулированию частоты с использованием генерирующего оборудования электростанций (услуги по НПРЧ) в период с сентября по декабрь 2011 года [Электронный ресурс]. – утверждено ОАО СО ЕЭС 4 августа 2011.– Режим доступа:http://www.so-ups.ru/fileadmin/files/company/markets/asm/2011/ serv_ freq_reg_notice_04_08_2011.pdf.

13. Извещение о проведении конкурентного отбора субъектов электроэнергетики, оказывающих услуги по нормированному первичному регулированию частоты с использованием генерирующего оборудования электростанций (услуги по НПРЧ) в 2012 году [Электронный ресурс]. – утверждено ОАО СО ЕЭС 22.11.2011. – Режим доступа: http://www.so-ups.ru/fileadmin/files/company/markets/asm/2012/serv_freq_reg_notice_22_11_11.pdf.

14. Приказ № 524 РАО ЕЭС России от 18.09.2002 г. О повышении качества первичного и вторичного регулирования частоты электрического тока в ЕЭС России.

15. NERC Balancing and Frequency Control. Technical document prepared by the NERC Resources Subcommittee – 26 January 2011. – 53 p.

16. UCTE Operation Handbook – Introduction. Final version. – approved by SC on 24 June 2004 – 18 p.

17. UCTE Operation Handbook – Glossary. Final version. – approved by SC on 24 June 2004. – 17 p.

18. Nordic Grid Code 2007 – Nordic collection of rules – approved by Nordel 15 January 2007 – 190 p.

19. Balancing code №. 3. Frequency control process. Issue 5 Revision 0. – approved by National Frid Electricity Transmission 17 august 2012. – 8 p.

20. Рабинович Р.С. Автоматическая частотная разгрузка энергосистем – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат – 1989. – 352 с.

21. СТО 59012820.29.240.007-2008. Стандарт организации ОАО СО ЕЭС. Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем. – Введен 24.09.2008.

22. СТО 59012820.29.240.008-2008. Стандарт организации ОАО СО ЕЭС. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования. – Введен 23.12.2008.

23. Межгосударственный стандарт ГОСТ 13109-97. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – Введен в действие постановлением Госстандарта РФ от 28 августа 1998 г. N 338.

24. Шкатов В.А. Системные услуги на рынке электроэнергии// Энергорынок. — 2004. — № 9. — С. 31-36.

25. Пресс релиз ОАО СО ЕЭС. Системный оператор планирует провести первый конкурентный отбор исполнителей услуг по обеспечению системной надежности до конца 2010 года [Электронный ресурс].— 22.03.2010 — Режимдоступа: http://www.so-ups.ru/index.php?id= press_release_view&no_cache=1&tx_ttnews%5btt_news%5d=1746&tx_ttnews%5bbackPid%5d=47&cHash=04311ab524.

26. Пресс-релиз ОАО СО ЕЭС.Электростанции ЕЭС России приступили к автоматическому вторичному регулированию частоты в рамках рынка системных услуг [Электронный ресурс]. – 07.02.2011. – Режим доступа: http://www.so-ups.ru/index.php?id=press_release_ view &tx_ttnews%5Btt_news%5D=2379.

27. Извещение о проведении конкурентного отбора субъектов электроэнергетики, оказывающих услуги по автоматическому вторичному регулированию частоты и перетоков активной мощности с использованием генерирующего оборудования электростанций (за исключением гидроэлектростанций установленной мощностью более 100МВт) (услуги по АВРЧМ) в 2011 году [Электронный ресурс]. – Утвержденное ОАО СО ЕЭС 15 декабря 2010. – Режим доступа: http://www.so-ups.ru/fileadmin/files/company/markets/asm/2011/serv_sec_freq_reg_notice_14_12_2010.pdf.

28. Извещение о проведении конкурентного отбора субъектов электроэнергетики, оказывающих услуги по автоматическому вторичному регулированию частоты и перетоков активной мощности с использо-

ванием генерирующего оборудования электростанций (за исключением гидроэлектростанций установленной мощностью более 100МВт) (услуги по АВРЧМ) в 2012 году [Электронный ресурс]. – утверждено ОАО СО ЕЭС 12 декабря 2011.– Режим доступа: http://so-ups.ru/fileadmin/files /company/markets/asm/2012/ serv_sec_freq_reg_notice_22_11_2011. pdf.

29. Анализ перспектив функционирования и развития гидроэлектростанций (гидрогенерирующих компаний) в условиях реформирования российской электроэнергетики. – Институт стратегического развития ТЭК – 2003.

30. Стофт С. Экономика энергосистем. Введение в проектирование рынков электроэнергии: Пер. с англ. – М: Мир – 2006. – 623 с.

31. Маркович И.М. Режимы энергетических систем – 2-е издание – М.- Л: Госэнергоиздат. – 1957– 92 с.

32. Методика определения минимально необходимых объемов резервов активной мощности (временная в части ОЭС Сибири) – утверждена ОАО СО ЕЭС 05.03.2012 г. – Режим доступа: http://so-ups.ru/fileadmin/files/company/markets/Metodika_opredelenija_0312.pdf.

33. Тимченко В.Ф. Колебания нагрузки и обменной мощности энергосистем. – М.: Энергия – 1975. – 208 с.

34. СТО СО-ЦДУ ЕЭС 001-2005. Стандарт ОАО СО-ЦДУ ЕЭС. Нормы участия энергоблоков ТЭС в нормированном первичном и автоматическом вторичном регулировании частоты. – Введен в действие 01.07.2005.

35. Доклад ВТИ на заседании Технического комитета по надежности и безопасности работы ТЭС «Оценка последствий и дополнительных затрат на энергоблоках при их участии в нормированном первичном и автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков мощности» [Электронный ресурс]. – 16.09.2009. – Режим доступа: http://www.npvti.ru/sites/vti/files.

36. Колпаков А.В., Королев М.Л., Лазарев В.О. Оценка затрат, связанных с участием энергоблоков тепловых электрических станций в нормированном первичном и автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности [Электронный ресурс] // Энергорынок. – 2006 – № 12. – Режим доступа: http://www.e-m.ru/er/2006-12/23088/.

37. Методические указания по устойчивости энергосистем– утверждено приказом Министерства энергетики Российской Федерации № 277 от 30.06.2003.

38. Совалов С.А. Режимы единой энергосистемы. – М. Атомэнергоиздат.– 1983 г. – 384 с.

39. Основные технические требования к параллельно работающим энергосистемам стран СНГ и Балтии. Методика определения величины и размещения резервов активной мощности для целей регулирования частоты и перетоков – утверждена решением Электроэнергетического совета СНГ 13.10.2006.

40. Основные технические требования к параллельно работающим энергосистемам стран СНГ и Балтии. Концепция регулирования частоты и перетоков в энергообъединении стран СНГ и Балтии – утверждена решением ЭЭС СНГ от 27 октября 2005.

41. Основные технические требования к параллельно работающим энергосистемам стран СНГ и Балтии. Правила и рекомендации по регулированию частоты и перетоков. – утверждены решением Электроэнергетического Совета СНГ 12.10.2007.

42. Основные технические требования к параллельно работающим энергосистемам стран СНГ и Балтии. Методика мониторинга участия энергосистем стран СНГ и Балтии в регулировании частоты и перетоков активной мощности. – утверждена решением Электроэнергетического Совета СНГ 29.10.2009.

5.6. Новые свойства будущих электроэнергетических систем

Закономерности изменения условий развития и функционирования электроэнергетических систем (ЭЭС) приводят к существенным трансформациям в структуре систем и режимах их работы. Эти трансформации обусловлены рядом объективных факторов, которые определяют облик ЭЭС будущего.

Продолжаются увеличение масштабов ЭЭС, расширение обслуживаемых ими территорий, объединение для совместной работы различных ЭЭС с формированием межрегиональных, межгосударственных и межконтинентальных энергообъединений.

Продолжается развитие агломераций вокруг крупных городов, обусловленных формированием в них центров государственного и хозяйственного управления, сосредоточением в них высокотехнологических производств, финансовых ресурсов, креативных групп населения, научно-образовательного кластера. Одновременно с этим продолжается тенденция деурбанизации городских поселений, включая вынос за пределы городской застройки промышленного производства и развитие индивидуального малоэтажного строительства. В дополнение к предыдущему будет продолжаться повышение статуса и жизненного уровня в средних и небольших городах. Все это приведет ко все большему рассредоточению электропотребления по территории при глубокой электрификации промышленности и быта для обеспечения роста качества жизни и производительности труда [1, 2].

Тенденция децентрализации электроснабжения развивается и со стороны генерации электроэнергии в связи с расширением использования источников распределенной генерации, подключаемых к узлам распределительной электрической сети. Эта тенденция обусловлена появлением новых высокоэффективных технологий производства электроэнергии, гибко адаптирующих ЭЭС к неопределенности спроса на электроэнергию. Свой вклад в распределенную генерацию вносят источники электроэнергии, использующие возобновляемые энергетические ресурсы.

Новые высокоэффективные технологии получают все большее использование и для крупных источников электроэнергии. Реально структура генерации будущих ЭЭС должна включать относительно крупные генерирующие источники для снабжения электроэнергией крупных электроемких потребителей и достаточно высокую долю распределенной генерации электроэнергии.

Широкое распространение в ЭЭС установок распределенной генерации порождает несколько особенностей. Многие малые генерирующие установки, использующие газотурбинные технологии, работают на более высокой, по сравнению с промышленной, частоте и подключаются к системе через выпрямительно-инверторные блоки. Аналогичное подключение имеют ветроагрегаты, отличающиеся к тому же стохастическим характером генерируемой мощности. В результате существенно изменяются частотные характеристики генерации в ЭЭС, снижается регулирующий эффект генерации по частоте. Установки распределенной генерации имеют малые, по сравнению с традиционными генераторами большой мощности, постоянные инерции ротора и упрощенные системы регулирования, что создает проблемы с обеспечением устойчивости ЭЭС. Подключение установок распределенной генерации к распределительной электрической сети радикально изменяет ее свойства, создавая проблемы устойчивости, формируя необходимость существенного развития и принципиальной реконструкции систем релейной защиты и автоматики на этом уровне.

В связи с тенденциями развития и размещения генерации и потребления электроэнергии существенно изменится в будущем и электрическая сеть. С учетом новых технологий в преобразовательной технике на основе силовой электроники, снижения стоимости, повышения надежности и обеспечения высокой управляемости электропередач постоянного тока они получат существенное развитие в передающей электрической сети. Одновременно широкое использование устройств, формирующих на основе использования силовой электроники гибкие электропередачи переменного тока (FACTS), радикальным образом повысит управляемость передающей сети переменного тока [3]. Новые технологии, включая использование устройств FACTS, существенно повысят надежность и управляемость распределительной электрической сети.

Рост электропотребления при рассредоточении генерирующих источников и потребителей по территории приводит к увеличению плотности передающих и распределительных электрических сетей. В целом, с учетом указанных факторов, электроэнергетические системы будущего все в большей мере будут приобретать функции и свойства инфраструктурных систем (своего рода «электрического интернета»), которые теоретически будут в состоянии предоставлять потребителю электроэнергию в требуемом месте, необходимого качества и надежности электроснабжения и по приемлемой цене.

Наблюдается тенденция роста доли новых электроприемников с новыми нагрузочными характеристиками. К таким электроприемникам относятся все электроустановки, запитанные через современные блоки питания – выпрямители плюс стабилизаторы и выпрямители плюс инверторы. Это частотно-регулируемый электропривод, вся компьютерная, офисная и бытовая техника с импульсными источниками питания, светодиодное освещение и т.п. Отличительной их особенностью является неизменная величина потребляемой активной мощности при изменении в широком диапазоне величины и частоты напряжения в питающей сети (некоторые электроприемники обеспечивают неизменность нагрузки даже при снижении уровня напряжения до 30% от номинального). Если традиционные потребители при снижении величины питающего напряжения снижают свое потребление, тем самым обеспечивая регулирующий эффект нагрузки, то новые потребители при снижении величины питающего напряжения увеличивают потребляемый ток при сохранении неизменной активной мощности, а с учетом потерь в распределительной электрической сети это приводит к росту активной и реактивной мощности нагрузки. Соответственно, при росте общей доли новых электроприемников будет снижаться регулирующий эффект нагрузки по напряжению в ЭЭС.

Ситуация усугубляется широким применением современных устройств регулирования под нагрузкой (РПН) трансформаторов, в том числе в распределительной электрической сети, в результате чего уровни напряжения на шинах потребителей становятся относительно стабильными и соответствуют нормативным требованиям, но при аварийных условиях в магистральных и распределительных электрических сетях вместо снижения напряжения на шинах потребителей (и, как следствие, снижения активной и реактивной нагрузки) имеет место неизменность нагрузки, увеличение потерь в сети и существенный рост потребляемой из питающей электрической сети реактивной мощности.

Еще одной проблемой является то, что все большее число электроприемников сохраняют неизменной потребляемую мощность при изменении частоты в питающей сети. К таким электроприемникам относятся не только упомянутые выше новые потребители, но и большинство нагревательных элементов, используемых для электроотопления. При этом снижается как суммарная мощность, так и общая доля нагрузки, напрямую подключенной к электрической сети переменного тока (без частотных преобразователей), которая обеспечивала бы регулирующий эффект нагрузки по частоте для всей ЭЭС.

Еще один важный новый фактор для будущих ЭЭС – появление активных потребителей, самостоятельно управляющих собственным электропотреблением в зависимости от ценовых условий на розничном рынке электроэнергии путем переноса потребления электроэнергии некоторыми электроприемниками с периодов с высокой ценой электроэнергии на периоды с низкой ценой. Такое независимое от диспетчерского графика управление нагрузкой активных потребителей создает проблемы для управления режимами ЭЭС вследствие неопределенности электропотребления активных потребителей. Поэтому перспективным является взаимодействие ЭЭС и потребителей по совместному управлению режимами системы с использованием регулировочных возможностей потребителей.

Существенное изменение свойств будущих ЭЭС произойдет в результате массового распространения систем хранения электрической энергии, технологии которого уже сейчас имеют промышленное применение [4]. Характерно то, что системные накопители электрической энергии имеют высокоэффективные быстродействующие системы управления на базе силовой электроники, могущие внести свой вклад в обеспечение управляемости ЭЭС. Большая доля накопителей электрической энергии ожидается на базе электромобилей, которые при массовом их использовании существенно изменят облик и режимы работы будущих ЭЭС.

С учетом указанных тенденций все большего распространения электроприемников и систем хранения электроэнергии, работающих на постоянном токе через преобразовательные элементы, можно ожидать переход к формированию питающих распределительных электрических сетей на постоянном токе при размещении общих преобразовательных установок с переменного тока на постоянный на питающих подстанциях [5, 6].

Перечисленные новые нагрузочные характеристики потребителей, накопителей и генерации будущих ЭЭС существенно изменят свойства и управляемость систем. Существующие принципы управления режимами в традиционных ЭЭС основываются на использовании регулирующего эффекта нагрузки и частотных характеристиках генерации. За счет указанных эффектов современные ЭЭС обладают внутренней самоустойчивостью, а системы управления воздействуют при выходе режимных параметров за определенные границы. В связи с изменением свойств будущих ЭЭС их внутренняя самоустойчивость во многом трансформируется, вследствие чего традиционные принципы управления режимами ЭЭС потребуют существенной модификации и развития.

Практически во всех странах мира в качестве государственной политики технологического развития электроэнергетики и ЭЭС будущего объявлена концепция интеллектуальной энергосистемы (Smart Grid). Эта концепция базируется на интеграции нескольких инновационных направлений во всех звеньях от производства до потребления электроэнергии, а именно [7 и др.]:

- инновационные технологии и установки для производства, хранения, передачи, распределения и потребления электроэнергии;
- высокоэффективные средства и технологии измерения, сбора, обработки, хранения, передачи и представления (визуализации) информации;
- прогрессивные информационные и компьютерные технологии, в том числе Интернет;
- высокоэффективные методы мониторинга и управления на базе современных подходов теории управления;
- активные потребители.

Развитие будущих ЭЭС на технологической базе интеллектуальной энергосистемы позволит во многом нивелировать перечисленные выше потенциально негативные тенденции в изменении свойств ЭЭС. В то же время уже сейчас возникают, а в будущем будут обостряться новые проблемы, связанные с необходимостью усиления координации управления режимами ЭЭС на различных уровнях, повышения эффективности управления, обеспечения надежности самой системы управления режимами ЭЭС. Особую остроту приобретают вопросы информационной и кибербезопасности при мониторинге и управлении ЭЭС [8, 9 и др.].

Все изложенное требует серьезных глубоких исследований по изучению свойств будущих ЭЭС, разработке принципов и методов их формирования с учетом изменяющихся условий, управления их режимами в нормальных и аварийных ситуациях, а также систем диспетчерского и автоматического управления режимами будущих ЭЭС [10].

Литература

1. Воропай Н.И., Стенников В.А. Энергетическая стратегия России: изменяющийся взгляд на развитие электроэнергетики // Энергетическая политика, 2013, вып. 2, с. 66-70.

2. Бушуев В.В. Электроэнергетика в энергетической стратегии России // Электричество, 2014, № 8, с. 4-8.

3. Zhang X.-P., Rehtanz Ch., Pal B. Flexible AC transmission systems: modelling and control. Berlin – Heidelberg: Springer-Verlag, 2006, 383 p.

4. Electric energy storage systems / Styczynski Z.A., Adamek F., Voropai N.I. e.a. CIGRE: Paris, 2011, 95 p.

5. Allee G., Tschudi W. Edison redux: 380 V DC brings reliability and efficiency to sustainable data centers // IEEE Power and Energy Magazine, 2012, Vol. 10, No. 6, P. 50-59.

6. Patterson B.T. DC, come home: DC microgrids and the birth of the «Enernet» // IEEE Power and Energy Magazine, 2012, Vol. 10, No. 6, P. 60-69.

7. Воропай Н.И. Smart Grid: мифы, реальность, перспективы // Энергетическая политика, 2010, вып. 2, с. 9-14.

8. Yin Wei, Kundur D. Two-tier hierarchical cyber-physical security analysis framework for Smart Grid // IEEE PES General Meeting, San Diego, USA, July 22-27, 2012, 5 p.

9. Осак А.Б., Панасецкий Д.А., Бузина Е.Я. Аспекты надежности и безопасности при проектировании цифровых подстанций // Междунар. н.-т. конф. «Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем». Екатеринбург, Россия, 3-7 июня 2013 г., 7 с.

10. Воропай Н.И., Осак А.Б. Электроэнергетические системы будущего // Энергетическая политика, 2014, вып. 5, с. 60-63.

ГЛАВА 6

НОВЫЕ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЕ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛИ В СИЛЬНОТОЧНЫХ И СЛАБОТОЧНЫХ СВЯЗЯХ

6.1. Перспективные направления развития высоковольтного электротехнического оборудования для электроэнергетики

Направления развития высоковольтного электротехнического оборудования определяет развитие Единой энергетической системы (ЕЭС) России на ближайшую и дальнюю перспективу. В то же время при формировании концепции развития ЕЭС исходят из технических возможностей создания перспективного электротехнического оборудования.

Концепция развития ЕЭС России с применением перспективных инновационных технологий должна преследовать следующие цели:

- гарантированное питание потребителей качественной электрической энергией;
- обеспечение энергетической безопасности России;
- повышение энергоэффективности и энергосбережения;
- снижение выбросов углекислого газа (CO_2) в атмосферу и обеспечение экологической безопасности.

Исходя из указанных целей, критериями, определяющими перспективное развитие ЕЭС России, можно назвать следующие:

- развитие генерирующих мощностей с приоритетом атомных электростанций (АЭС) и возобновляемых источников энергии (ВИЭ);
- развитие электрической сети с созданием дальних передач переменного и постоянного тока для передачи больших мощностей из Сибири в европейскую часть России;

– создание отечественными предприятиями новых видов высоковольтного электротехнического и энергетического оборудования, в том числе обеспечивающих глубокую управляемость ЕЭС;
– создание глубокоэшелонированных микропроцессорных систем измерения, мониторинга, диагностики, управления, защиты и автоматизации электроэнергетических систем (ЭЭС) и электроэнергетических объектов;
– совершенствование методологии управления и мониторинга, программных комплексов моделирования и управления ЭЭС, методологии противоаварийного управления.

По данным Института «Энергосетьпроект», генерирующие мощности ЕЭС России к 2022 г. с общим объемом 252,1 тыс. МВт будут иметь следующую структуру (рис. 6.1.1):

– тепловые электростанции (ТЭС), использующие углеводородное топливо – 66,4%;
– гидроэлектростанции (ГЭС) с учетом гидроаккумулирующих электростанций (ГАЭС) – 20,2%;
– АЭС – 12,7%;
– ВИЭ – 0,7%.

Несмотря на то, что основным источником остается генерация с использованием углеводородного топлива, увеличивается доля АЭС и ВИЭ. С учетом ГЭС и ГАЭС общая доля возобновляемых источников электрической энергии в структуре генерирующих мощностей ЕЭС России составит – 20,9%.

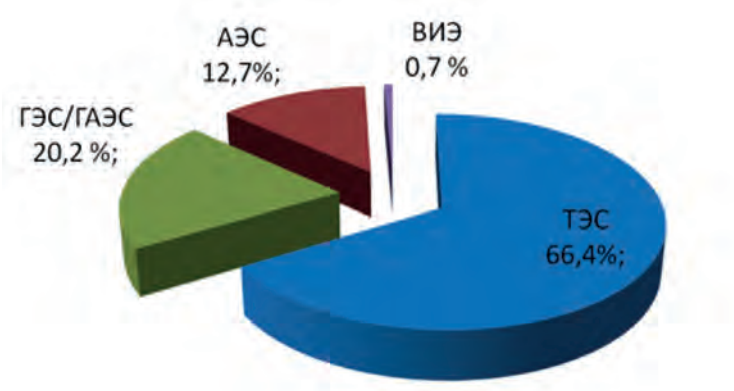


Рис. 6.1.1. ***Структура генерирующих мощностей на электростанциях ЕЭС России к 2022 г. (252,1 тыс. МВт)***

Доля ВИЭ (ветроэнергетика, солнечная энергетика, приливные электростанции, биоэлектростанции) в энергосистемах развитых стран мира постоянно увеличивается. Так, Германия, например, планирует к 2050 г. обеспечить использование ВИЭ до 80% от общей генерации. Японские специалисты предлагают использовать даже энергию тайфунов с помощью специальных турбин ветрогенераторов. Российские специалисты предлагали использовать энергию разряда молний с помощью специальных средств, направляющих разряд молнии в точку съема энергии.

Концентрации больших мощностей ВИЭ, а также повышение надежности их работы, требуют связи источников ВИЭ с Единой энергосистемой страны. Создание и развитие Единой энергетической системы страны осуществлялось путем создания высоковольтного электротехнического оборудования и сооружения линий электропередач (ЛЭП) на все более высокие классы напряжения (110, 220, 330, 400, 500, 750, 1150 кВ переменного тока, а также 400, 800 и 1500 кВ постоянного тока). Сегодня класс напряжения переменного тока 1150 кВ и постоянного тока 1500 кВ является самым высоким в мире. В Китае ведутся разработки высоковольтного электротехнического оборудования для передач постоянного тока на класс напряжения ±1000 кВ.

Создание оборудования и ЛЭП на более высокие классы напряжения переменного тока возможно, и такие исследования в Советском Союзе проводились для напряжения 1800 кВ. Однако реализация таких проектов не получила развития из-за технико-экономических соображений.

В общем случае передача больших мощностей на дальние расстояния может осуществляться по сверх- и ультравысоковольтным линиям электропередач, или по передачам с меньшими напряжениями, но способными передавать большие токи с малыми потерями. В последнем случае это может быть возможно, например, с использованием технологии сверхпроводимости. Однако на сегодняшний день в мире нет разработанных технологий передачи больших мощностей на дальние расстояния, конкурентных с передачей по сверх- и ультравысоковольтным линиям электропередач.

Над развитием электроэнергетики России на ближайшую и дальнюю перспективу работают научные коллективы ряда организаций: Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Института энергетической стратегии (ГУ ИЭС); ОАО «Энергетический институт им. Г.М. Кржижановского» (ОАО «ЭНИН»); АО «Энергосетьпроект» и др.

На рис. 6.1.2. представлена концепция развития электроэнергетики России, предложенная В.П. Фотиным (ФГУП ВЭИ). Позже аналогичные предложения давали также ИЭС и ОАО «ЭНИН».

Поскольку в Сибири и Дальнем Востоке сосредоточены значительные энергоресурсы, включая углеводородные, гидроресурсы (в том числе энергия приливов), ветро- и солнечную энергию, их использование позволяет обеспечить электроэнергией в больших объемах как европейскую часть России, так и экспорт электроэнергии в Юго-Восточную Азию и в Северную Америку через Берингов пролив.

С этой точки зрения представляет интерес рассмотрение возможности интеграции развивающейся ЕНЭС России в глобальную электрическую сеть [1].

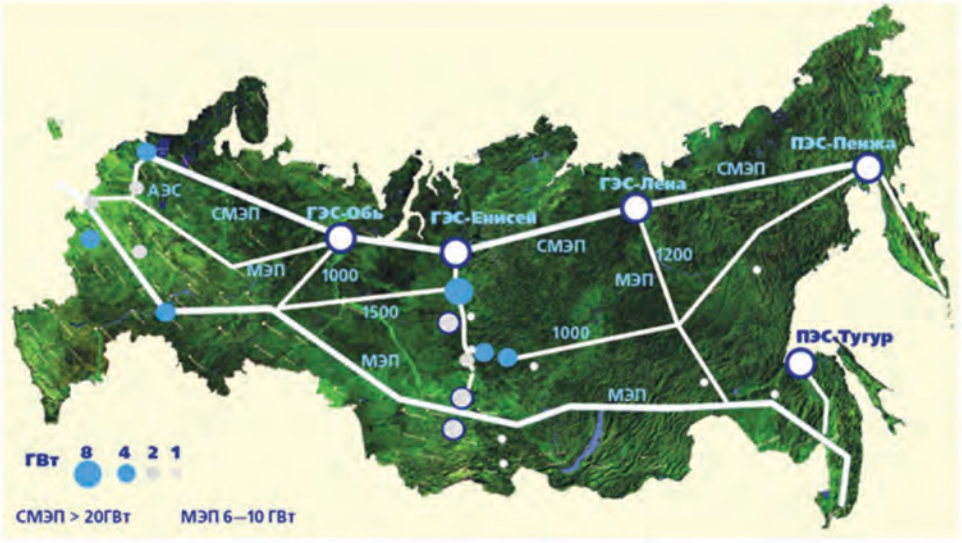


Рис. 6.1.2. ***Концепция развития электроэнергетики России (предложение В.П. Фотина ФГУП ВЭИ)***

В связи с вышеизложенным основными задачами разработчиков высоковольтного электротехнического оборудования являются:

- создание новых видов высоковольтного электротехнического оборудования, обеспечивающих повышение надежности, энергоэффективности и управляемости электрических сетей, повышение качества электрической энергии, а также снижение эксплуатационных затрат;
- совершенствование для всех классов напряжения выпускаемого высоковольтного оборудования с применением новых перспек-

тивных материалов и комплектующих изделий, а также совершенствование технологии их производства.

В 80-х годах XX в. в Советском Союзе впервые в мире было создано оборудование и введена в эксплуатацию линия электропередачи переменного тока напряжением 1150 кВ (рис. 6.1.3), а также разработано оборудование для электропередачи постоянного тока Экибастуз – Центр напряжением 1500 кВ (рис. 6.1.4).

Рис. 6.1.3. ***Оборудование для линии электропередачи 1150 кВ***

К сожалению, в ближайшей перспективе каких-либо проектов по сооружению линий электропередач напряжением 1150 кВ и передач постоянного тока на территории России не просматривается, в то время как за рубежом (Китай, Индия и т.д.) ведутся интенсивные разработки оборудования и внедрение в эксплуатацию указанных передач переменного и постоянного тока.

Помимо передачи больших мощностей на дальние расстояния высоковольтное электротехническое оборудование также должно обеспечивать возможность гибкого управления потоками активных и реактивных мощностей по линиям электропередач и поддержание заданного напряжения на шинах высоковольтных подстанций.

Это может быть обеспечено с помощью передач и вставок постоянного тока, статических компенсаторов реактивной мощности, управляемых подмагничиванием шунтирующих реакторов, устройств продольной компенсации, накопителей электрической энергии.

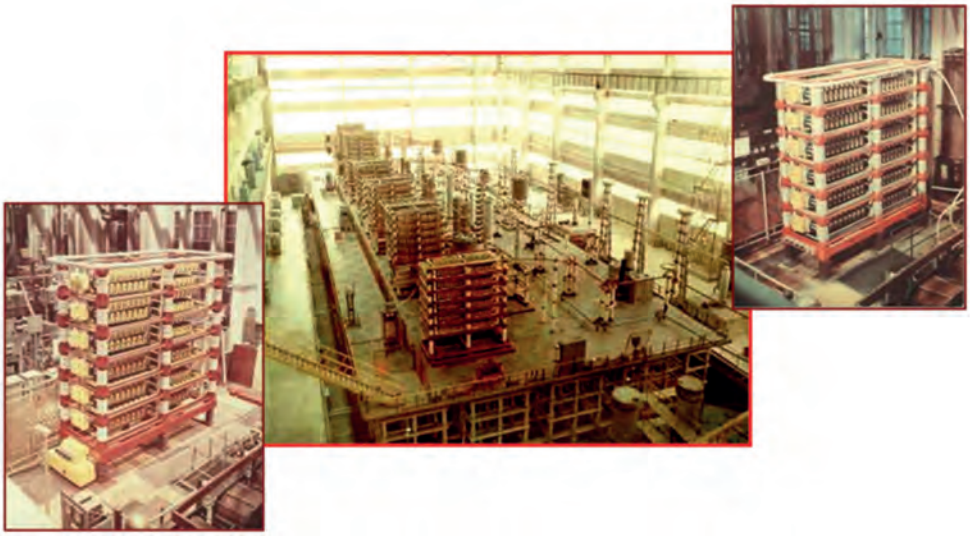


Рис. 6.1.4. ***Создание оборудования для линии электропередачи постоянного тока сверхвысокого напряжения (Экибастуз – Центр)***

Рассмотрим возможности предприятий по производству высоковольтного электротехнического оборудования, расположенных на территории России.

Трансформаторное и реакторное оборудование выпускают ОАО «ЭЛЕКТРОЗАВОД», ООО «Тольяттинский трансформатор», ЗАО «Группа СВЭЛ», ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург) – Уралэлектротяжмаш», ООО «Сименс Трансформаторы», ООО «Силовые машины – Тошиба». Высоковольтные трансформаторы»: ОАО «Алттранс», ПГ «Трансформер», ОАО «Свердловский завод трансформаторов тока», ОАО «Раменский электротехнический завод «Энергия».

Годовые производственные мощности всех трансформаторных заводов более 120 000 МВА, а потребности рынка России в соответствии с Программой «Энергоэффективность и развитие энергетики до 2020 года» (утверждена Распоряжением Правительства РФ № 512-Р от 03.04.2013) не превышают 30 000 МВА в год. Фактически же потребности еще меньше.

Кроме этого, отсутствуют конкретные долгосрочные программы по потребностям высоковольтного электротехнического оборудования, что затрудняет производителям оборудования разработку перспективных инновационных проектов по созданию новых видов оборудования и его модернизации.

Отечественными предприятиями за последнее время разработаны: новое поколение трансформаторного оборудования на классы напряжения 10-500 кВ с повышенными технико-экономическими показателями; трансформаторы и автотрансформаторы на класс напряжения 750 кВ (ОАО «ЭЛЕКТРОЗАВОД», рис. 6.1.5, 6.1.6), реакторы с пространственной конструкцией магнитной системы, обеспечивающей меньшие весогабаритные показатели и потери электрической энергии (ОАО «ЭЛЕКТРОЗАВОД»); управляемые шунтирующие реакторы; элегазовый трансформатор напряжением 220 кВ мощностью 63 МВА (ОАО «ЭЛЕКТРОЗАВОД», рис. 6.1.7); распределительные трансформаторы с магнитопроводами из аморфной стали, имеющие в 4-5 раз меньшие потери холостого хода (рис. 6.1.8); преобразовательные трансформаторы для частотно-регулируемых электроприводов мощностью до 17 МВА, 10 кВ; статические преобразователи частоты мощностью до 2 МВА для испытательных центров высоковольтного оборудования.

Сегодня существуют определенные проблемы при эксплуатации трансформаторного оборудования в энергосистемах России:

– более 60% силовых трансформаторов в эксплуатации выработали свой ресурс, а 8% трансформаторов уже дважды отработали свой срок;

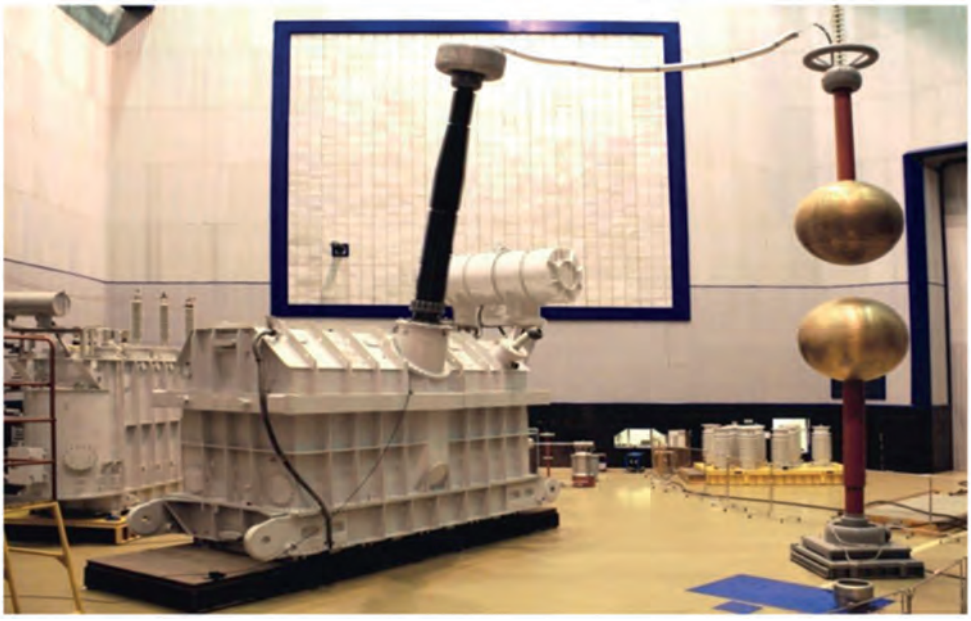


Рис. 6.1.5. ***Однофазный трансформатор мощностью 417 МВА, напряжением 750 кВ***

– заказчиками выдаются требования без анализа и учета возможных высокочастотных перенапряжений, возникающих в конкретных схемах при коммутациях схемы элегазовыми разъединителями и выключателями КРУЭ и грозовых воздействиях; отсутствуют системы регистрации высокочастотных перенапряжений при эксплуатации на конкретных объектах;
– отсутствует методология оценки остаточного ресурса трансформаторно-реакторного оборудования и его комплектующих; нет нормативно-технологических документов, определяющих методику и критерии предельного состояния силовых трансформаторов;
– необходима разработка руководящего документа, регламентирующего требования к диагностике, эксплуатации и ремонту трансформаторов с длительным сроком службы;
– закупки оборудования заказчиками осуществляются только с учетом стоимости изделия без учета потерь и стоимости владения.

Указанные проблемы эксплуатации трансформаторного оборудования существенно повышают вероятность системных аварий из-за повреждения отдельных видов оборудования. Так, например, крупная

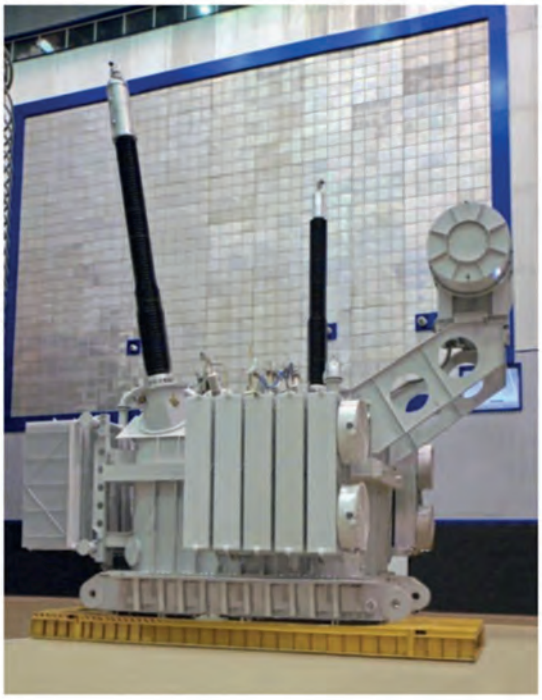


Рис. 6.1.6. ***Однофазный автотрансформатор мощностью 417 МВА, напряжением 750 кВ***

Рис. 6.1.7. ***Фаза элегазового трансформатора 220 кВ, 63 МВА***

Рис. 6.1.8. ***Трансформатор ТМГАМ-630/10 с магнитопроводом из аморфной стали***

системная авария в 2005 г. с погашением большой территории произошла из-за повреждения одного измерительного трансформатора на подстанции «Чагино».

Коммутационное оборудование в ЕЭС России в настоящее время представлено аппаратами с изоляцией маслом, сжатым воздухом, элегазом. Тренд последних десятилетий – переход на элегазовое коммутационное оборудование, обеспечивающее более высокие номинальные токи и токи отключения.

Элегазовое коммутационное оборудование выпускают следующие российские компании: ОАО «Энергомеханический завод», ЗАО «ЗЭТО», ООО «Эльмаш» (УЭТМ), ОАО ВО «Электроаппарат», а также ООО «Евроконтракт», ООО «Хендэ Электросистемы», ЗАО «АЛЬСТОМ-СОЮЗ ВО».

В настоящее время отечественными предприятиями разработаны и выпускаются КРУЭ 110-220 кВ, колонковые и баковые выключатели 110-500 кВ с током отключения до 50 кА (рис. 6.1.9).

Однако это не полностью удовлетворяет спрос энергосетевых компаний. Пока нет отечественных разработок КРУЭ 500 кВ, выключателей с током отключения 63 кА и выше.

Отечественное коммутационное оборудование на более высокие классы напряжения 750 кВ, 1150 кВ и выше также отсутствует. Тем не менее примеры разработки такого оборудования ранее были. Так, в конце восьмидесятых годов прошлого столетия в ВЭИ им. В.И. Ленина было разработано и испытано КРУЭ на напряжение 1150 кВ, однако оно не было востребовано (рис. 6.1.10).

Исследования и разработки нового коммутационного оборудования в настоящее время проводятся с целью повышения технических характеристик по номинальному току, току отключения, а также решения тех проблем, которые имеют место при применении элегазового коммутационного оборудования.

Среди последних – возрастает проблема экологии и утилизации элегаза. В мире наращивается объем использования элегаза и, несмотря на ужесточение требований к герметичности оборудования, все большее количество элегаза оказывается в атмосфере земли. При этом элегаз включен Киотским протоколом в перечень соединений, негативно влияющих на экологию земли. При всей инертности элегаза продукты его разложения, возникающие при горении дуги, экологически опасны и требуют специальных технологий при ремонтных работах и утилизации отработавшего оборудования.

Рис. 6.1.9. ***Баковый выключатель ВЭБ 220, 50 кА «Энергомаш УЭТМ»***

Рис. 6.1.10. ***КРУЭ 1150 кВ, стенд г. Тольятти***

Поэтому создание экологически чистого высоковольтного коммутационного оборудования – задача ближайших десятилетий. На этом пути возможно применение смесей газов с тем, чтобы уменьшить объем использования элегаза. Однако это полностью не решает проблемы экологичности. Одним из решений может быть использование сжатого воздуха (азота) в сочетании с вакуумными дугогасительными камерами. Такие работы ведутся в мире и в России. В ЗАО «ЗЭТО»

разработан трансформатор напряжения 110 кВ с изоляцией азотом, в ОАО «ЭЛЕКТРОЗАВОД» разработано КРУ 110 кВ с вакуумной дугогасительной камерой и с изоляцией сжатым воздухом.

Для России актуальна также проблема применения баковых и колонковых выключателей на открытых подстанциях в районах с минимальной температурой окружающей среды до -60 °С. Ряд российских предприятий выпускают баковые выключатели с обогревом бака выключателя. Осложняют ситуацию с обогревом различные сочетания воздействий спектра отрицательных температур и ветра с различными скоростями. Поэтому необходима стандартизация методики испытаний баковых выключателей с обогревом. Что касается колонковых выключателей, то пока нет решения по их применению в экстремальных условиях низких температур.

Серьезной проблемой, с которой сталкиваются при эксплуатации высоковольтного оборудования, является генерация элегазовыми коммутационными аппаратами высокочастотных перенапряжений, представляющих значительную опасность для электромагнитных высоковольтных устройств и низковольтных цепей систем управления и контроля. Решение этой проблемы возможно путем увеличения скорости разведения контактов, чтобы предотвратить возникновения перемежающихся пробоев между контактами. Снизить уровень перенапряжений возможно также применением предвключаемых резисторов.

Поэтому перспективы развития коммутационного оборудования в России на ближайшее время представляются следующими:

- создание экологически чистого высоковольтного коммутационного оборудования. Необходим поиск новых изоляционных сред, сочетающих в себе высокую электрическую прочность и высокую дугогасительную способность;
- разработка высоконадежного оборудования для эксплуатации в зонах холодного климата до -60 °С;
- разработка выключателей постоянного тока, что актуально для будущих линий передач постоянного тока;
- ограничение уровня высокочастотных перенапряжений путем использования предвключаемых резисторов, разработки высокоскоростных коммутационных устройств;
- разработка дугогасительных устройств с напряжением на разрыв 500 кВ и с током отключения 63 кА и выше.

Выводы

Для эффективного решения указанных выше задач необходимы:

1) разработка и безусловная реализация конкретных перспективных государственных программ по развитию и реновации электроэнергетики России, в том числе для обеспечения производителей высоковольтного электротехнического оборудования устойчивыми долгосрочными заказами;

2) долгосрочная государственная поддержка отечественных производителей машиностроительного комплекса:

- приоритетное обеспечение заказами;
- частичное покрытие или снижение процентов банковского кредитования;
- освобождение от налогов собственных средств предприятий, направляемых на НИОКР;
- формирование и реализация достойных государственных программ НИОКР для отечественных научных организаций и производителей высоковольтного электротехнического оборудования.

Литература

1. Волков Э.П., Баринов В.А., Исаев В.А., Лисицин Н.В., Маневич А.С., Мурачев А.С., Усчев Ю.В. Направления развития энергетического хозяйства и ЕНЭС России и ее интеграция в глобальную электрическую сеть. Известия РАН. Энергетика, 2016, № 5.

6.2. Токоограничители для высоковольтных электрических сетей

Тенденции развития электроэнергетических систем (ЭЭС), тесно связанные с общим экономическим развитием, характеризуются устойчивым ростом электрических нагрузок и соответствующим увеличением генерирующих мощностей, усилением связей с соседними ЭЭС и созданием крупных объединенных систем, охватывающих не только территории отдельных стран, но и целые континенты. Неизбежным следствием такого развития является рост токов короткого замыкания (КЗ), особенно остро проявляющийся в регионах с высокой плотностью энергопотребления, а также мегаполисах.

Увеличение токов короткого замыкания, сопровождающееся увеличением электродинамических и тепловых воздействий на оборудование, приводит к росту повреждений обмоток генераторов, синхронных компенсаторов, трансформаторов, реакторов и других электрических аппаратов. Сверхнормативные токи КЗ могут повреждать выключатели, обеспечивающие локализацию и ликвидацию аварийных ситуаций в системе, что приводит к увеличению масштабов последствий КЗ, в том числе за счет возникновения пожаров на энергообъектах. Указанные обстоятельства снижают надежность работы электроэнергетических систем.

Максимальный уровень токов короткого замыкания, определяющий требования к электрическим аппаратам и оборудованию, становится критическим параметром и ограничивающим фактором развития электрических систем. Величина максимального уровня тока КЗ становится технико-экономическим параметром, определяющим целесообразность ограничения тока КЗ или замену оборудования на новое (если это возможно), способное выдержать увеличенные значения токов КЗ. Учитывая, что второй путь является высокозатратным, основными методами решения проблемы связаны с применением способов и мероприятий по ограничению уровней токов КЗ.

В настоящее время в сетях промышленных предприятий, станций и подстанций напряжением до 35 кВ, ограничение токов КЗ достигается в основном за счет применения токоограничивающих реакторов и трансформаторов с расщепленными обмотками. В сетях напряжением выше 35 кВ основными являются схемно-технические решения, обеспечивающие секционирование сети и организацию автоматического деления сети при аварийных ситуациях.

Однако все эти решения приводят к снижению надежности электроснабжения потребителей, увеличению потерь в системе, снижению качества напряжения на его шинах, т.к. ограничение токов КЗ достигается за счет увеличения суммарного реактанса сети.

Проблема ограничения токов короткого замыкания является весьма актуальной для всех стран мира. Решением этой проблемы занимаются практически все крупные электротехнические компании, международные научные организации, такие как СИГРЭ и IEEE, научно-исследовательские центры и вузы во многих странах, в том числе и в России. Особенно остро проблема проявляется в сетях напряжением 110-220 кВ. Об актуальности проблемы неоднократно заявляли представители «Мосэнерго», «Ленэнерго», ФСК ЕЭС и др.

Появление новых технологий и материалов, связанных с преобразовательной техникой и явлением сверхпроводимости, быстрый прогресс параметров элементной базы силовой электроники и характеристик высокотемпературных сверхпроводниковых материалов (ВТСП), дает возможность создания токоограничивающих устройств нового поколения, обладающих свойствами, которые позволят открыть дорогу к широкому применению этих устройств в электроэнергетике. Эти свойства могут быть сформулированы в виде общих технических требований к токоограничителям (ТО), в соответствии с которыми ТО должны:

- обеспечивать ограничение значений ударного и установившегося токов КЗ до допустимого (заданного) уровня;
- иметь быстродействие не хуже 2-3 мс;
- не оказывать существенного влияния на нормальный режим работы сети, прежде всего на уровень напряжений;
- не вносить существенных нелинейных искажений в параметры режима сети, особенно при нормальном режиме ее работы;
- иметь автоматическое срабатывание и восстановление после устранения тока КЗ;
- иметь стабильные характеристики при изменении схемы сети;
- не оказывать отрицательного влияния на функционирование других элементов сети и систем защиты (например, на запуск двигателей, работу АПВ и т.д.).

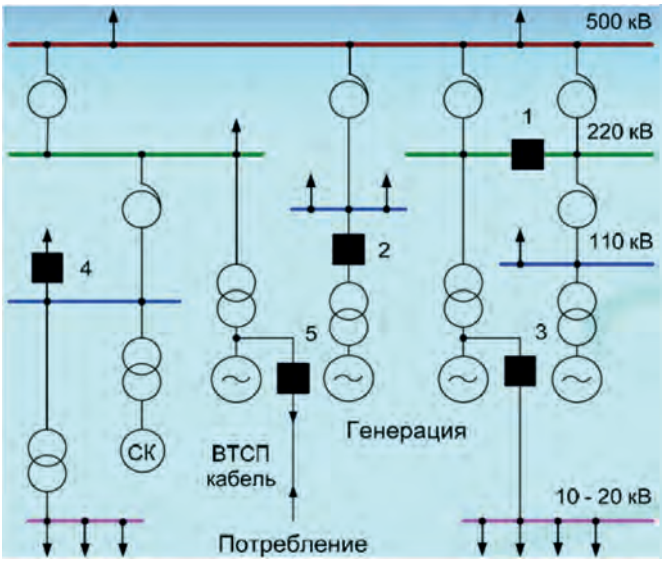
Одновременно с реализацией функции токоограничения новые устройства могут обеспечить быстродействующее отключение тока (за время менее полупериода частоты питающей сети).

Анализ показывает, что применение ТО за счет его взаимодействия с различными элементами и системами электрической сети имеет существенный системный эффект, зависящий от места установки ТО. Токоограничивающие устройства могут быть применены [1]:

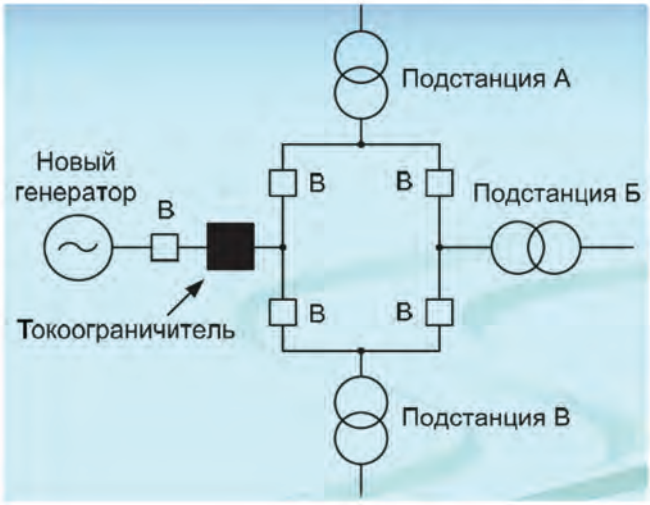
- для объединения секций шин подстанций (1 на рис. 6.2.1 а);
- для ввода нового генерирующего источника на электростанциях (2 на рис. 6.2.1 а);
- для распределения электроэнергии с шин генераторного напряжения (3 на рис. 6.2.1 а);
- для ограничения тока КЗ в воздушных и кабельных линиях электропередачи (4 на рис. 6.2.1 а);
- для ограничения тока КЗ в сверхпроводящих кабелях (5 на рис. 6.2.1 а);
- для расширения подстанций с присоединением к новым генерирующим мощностям (рис. 6.2.1 б);
- для подключения мощной нагрузки (рис. 6.2.1 в);
- для объединения локальных энергосистем (рис. 6.2.1 г).

Применение ТО на подстанциях в цепях выключателей высокого напряжения (ВН) позволяет скоординировать растущий уровень токов короткого замыкания в сетях ВН с отключающей способностью выключателей, отработавших свой срок или подлежащих замене.

Вопрос токоограничения при одновременном соблюдении требований по самозапуску двигателей в цепях собственных нужд электростанций и ТЭЦ, а также на промышленных предприятиях со сложными непрерывными технологическими процессами при применении ТО также может быть решен. При этом могут быть улучшены оба параметра, влияющие на самозапуск двигателей: увеличено напряжение на шинах с подключенными двигателями, которое прикладывается к ним после отключения короткого замыкания, и уменьшена длительность посадки напряжении при коротком замыкании за счет сокращения времени АВР, и соответственно, уменьшения времени торможения двигателей. Первый эффект вытекает из свойства ТО иметь низкий реактанс в нормальном режиме. Уменьшение времени АВР может быть достигнуто за счет установки ТО в цепь секционного выключателя. Такая схема позволяет держать секционный выключатель нормально замкнутым, не боясь увеличения тока короткого замыкания. При этом время работы с пониженным напряжением определится только временем отключения поврежденного присоединения или ввода питания. Снижение

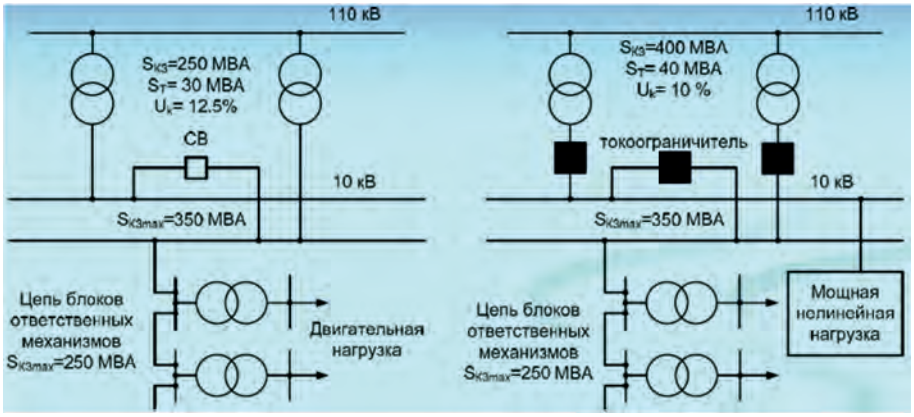


а)

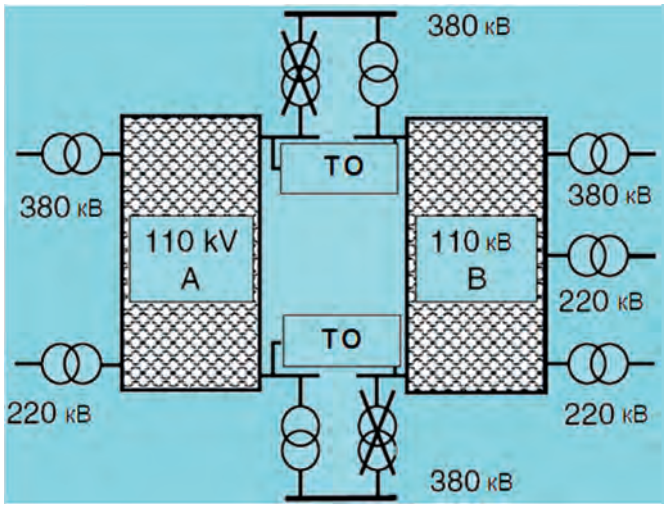


б)

Рис. 6.2.1 (а-б). ***Области применения ТО в электрических сетях***



в)



г)

Рис. 6.2.1 (в-г). ***Области применения ТО в электрических сетях***

же напряжения на той секции, где нет короткого замыкания вообще, практически не произойдет. Возможность работы секционированного распределительного устройства (РУ) с нормально замкнутым секционным выключателем позволяет, кроме того, равномерно распределить нагрузку между питающими трансформаторами, что ведет к снижению потерь. Последнее относится не только к цепям собственных нужд, но и любым распределительным и питающим сетям. В случае установки в рассматриваемых цепях бетонных реакторов, реактанс которых выбирается по уровню токоограничения, напряжение за ними после лик-

видации короткого замыкания может оказаться недостаточным для самозапуска двигателей. Исходя из этих соображений, в ряде случаев приходится отказываться от установки токоограничивающих реакторов, завышая при этом коммутационную способность выключателей и удорожая тем самым стоимость распределительных устройств.

По данным специалистов «Мосэнерго», уже в настоящее время на целом ряде подстанций московской энергосистемы токи КЗ приближены к предельным значениям, не позволяющим увеличить нагрузку данных подстанций при реконструкции и сооружении новых линий связи с вводимыми генерирующими источниками.

Эффективность применения ТО в электрических сетях определяется следующими факторами:

- сохранение существующего на станциях и подстанциях коммутационного оборудования при подключении дополнительных мощностей или подключении новых линий;
- снижение затрат на коммутационное оборудование на вновь строящихся объектах;
- отказ от секционирования электрических сетей 110-500 кВ, обеспечивающий повышение надежности работы системы;
- повышение надежности питания промышленных предприятий;
- повышение качества электроэнергии за счет уменьшения эквивалентного индуктивного сопротивления сети;
- повышение надежности работы электрооборудования за счет снижения электродинамических и тепловых воздействия при ограничениях ударных и установившихся токов КЗ;
- упрощение схем электроснабжения за счет возможности организации распределения электроэнергии с шин генераторного напряжения;
- уменьшение потерь электроэнергии и напряжения за счет замены традиционных токоограничивающих реакторов;
- повышение надежности эксплуатации и снижение стоимости сверхпроводящих кабельных линий.

Учитывая разнообразие предлагаемых технических решений, в направлениях создания токоограничивающих устройств целесообразно провести технико-экономическое сравнение наиболее перспективных вариантов сверхпроводниковых [2] и полупроводниковых [3] ТО (рис. 6.2.2). В качестве исходных технических характеристик ТО для анализа приняты данные, приведенные в табл. 6.2.1. Варьирование зна-

чения установившегося тока КЗ при наличии ТО позволяет выявить влияние кратности (глубины) ограничения тока $K_{огр} = I_{КЗ(безТО)} / I_{КЗ(сТО)}$.

Таблица 6.2.1

Параметр	Класс напряжения			
	10 кВ	20 кВ	110 кВ	220 кВ
Номинальный ток, кА	1	1	2	2
Ток срабатывания, кА	2	2	3	3
Длительность к.з., мс	100	100	100	100
Ударный ток к.з.				
(без ТО), кА	100	100	150	150
Установившийся ток к.з.:				
без ТО, кА	40	40	63	63
с ТО, кА	20; 5	20; 5	40; 20; 5	40; 20; 5

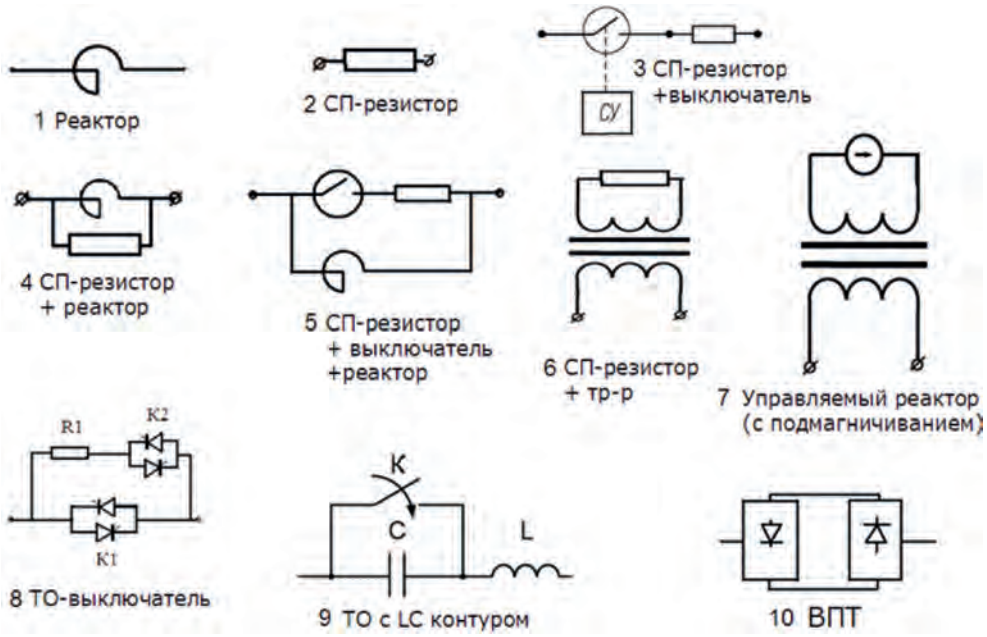


Рис. 6.2.2. ***Основные существующие и перспективные устройства для ограничения токов КЗ***

Представленные на рис. 6.2.2 варианты устройства ТО включают группу устройств со сверхпроводниковыми элементами (2-6) и группу устройств с полупроводниковыми элементами (7-10).

Принципиально важной характеристикой сверхпроводниковых токоограничителей (СПТО) является свойство естественного перехода сверхпроводникового элемента из сверхпроводящего состояния в нормальное без каких-либо внешних управляющих сигналов, только за счет увеличения протекающего через него мгновенного значения тока сверх критического значения, что позволяет создать надежное токоограничивающее устройство, не имеющее каких-либо дополнительных внешних управляющих систем, необходимых, например, для функционирования токоограничителей на основе силовой электроники (ППТО).

Следует заметить, что для любой реализации схемы СПТО, его стоимость определяется в основном необходимым количеством ВТСП материалов, стоимость которого достигает 60-70% общей стоимости устройства. СПТО, обеспечивающие глубокое токоограничение, должны иметь относительно большое сопротивление в нормальном (не сверхпроводящем) состоянии, возрастающее с увеличением напряжения сети, что для резистивного варианта СПТО приводит к резкому увеличению ВТСП материалов и, следовательно, стоимости устройства.

Принципиальным решением, обеспечивающим существенное уменьшение необходимого количества ВТСП материала, является сокращение длительности протекания тока через сверхпроводник с помощью быстродействующего (вакуумного) выключателя (варианты 3 и 5 на рис. 6.2.2) [4]. Аналогичный вариант исполнения СПТО предложен и исследован в ВЭИ. На рис. 6.2.3 представлена расчетная осцил-

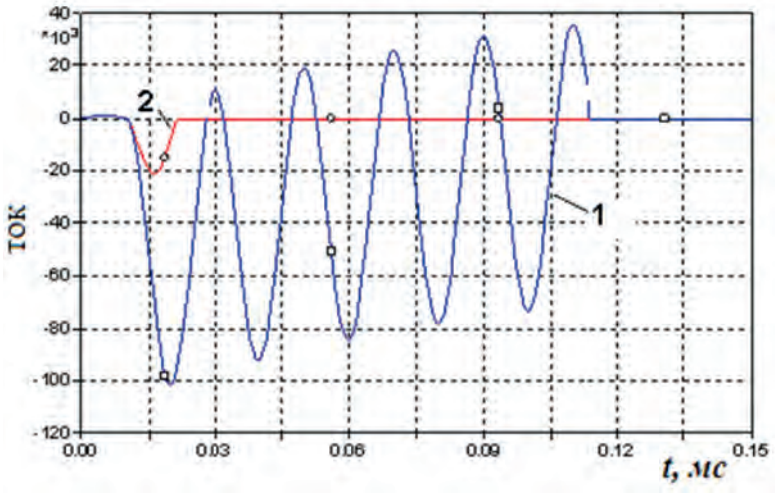


Рис. 6.2.3. ***Осциллограмма процесса отключения тока КЗ СПТО, 1 – без устройства ТО, 2 – с ТО-выключателем***

лограмма отключения тока КЗ таким токоограничителем-выключателем. Время протекания тока КЗ через сверхпроводниковый элемент не более 10 мс.

Функцию быстродействующего токоограничителя-выключателя выполняет ППТО (вариант 8, рис. 6.2.2). При превышении мгновенного значения тока в основном полупроводниковом ключе (К1) выше заданного уровня подается сигнал на его закрытие, ток переходит в токоограничивающую цепь с ключем К2, который гаснет при переходе тока через ноль. На рис. 6.2.4 представлена расчетная осциллограмма отключения тока КЗ таким ТО. Время протекания тока КЗ через полупроводниковые ключи не более 10 мс.

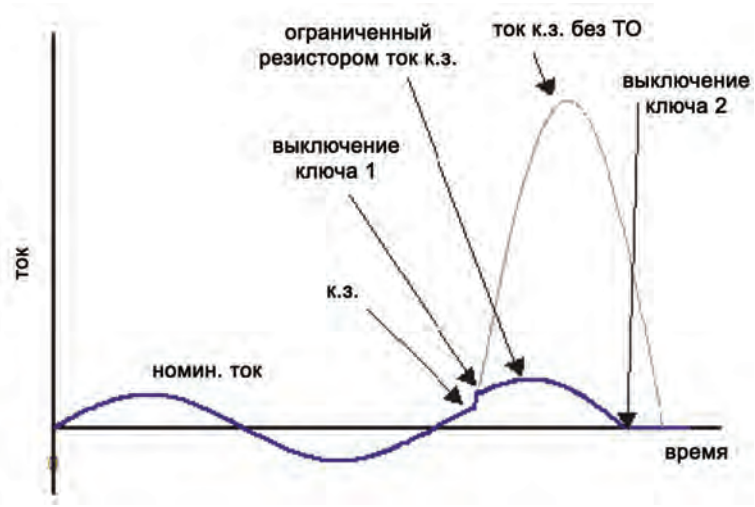
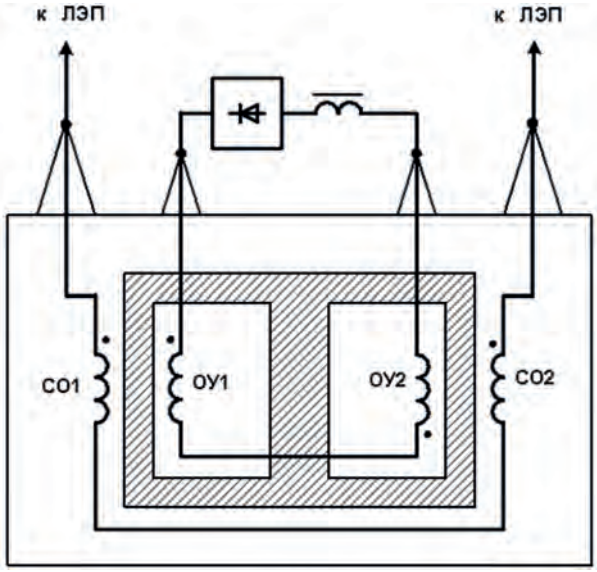


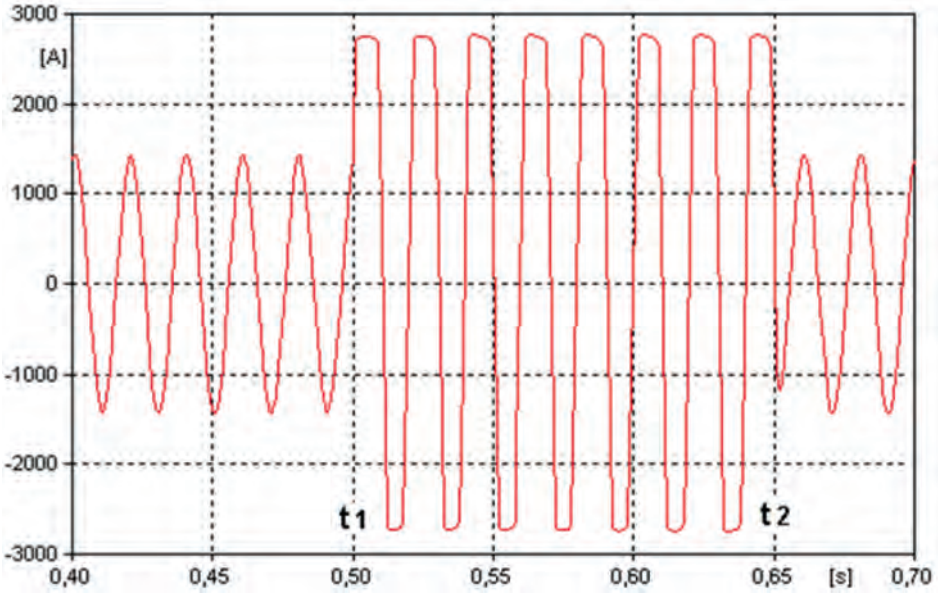
Рис. 6.2.4. ***Осциллограмма процесса отключения тока КЗ ППТО***

Эффективным устройством, обеспечивающим глубокое токоограничение, причем параметрическое с регулируемым уровнем, является токоограничитель на основе управляемого реактора (реактора с подмагничиванием). Принципиальная схема и расчетная осциллограмма процесса ограничения тока КЗ таким ТО, полученная в результате цифрового моделирования, приведена на рис. 6.2.5.

Из разработанных и готовых для применения в электрических сетях высокого напряжения следует отметить ограничитель токов КЗ типа SCCL (Short-Circuit Current Limiter) фирмы Siemens [5]. Упрощенная принципиальная схема SCCL соответствует варианту 9 на рис. 6.2.2. В нормальном состоянии ключ К разомкнут и полное сопротив-



а)



б)

Рис. 6.2.5. ***Принципиальная схема (а) и осциллограмма процесса отключения тока КЗ ТО на основе управляемого реактора (б)***

ление устройства близко к нулю за счет равенства реактансов конденсаторной батареи (КБ) и реактора. При КЗ ключ шунтирует КБ, что обеспечивает быстродействующее включение реактора в контур КЗ. В качестве ключа фирма Siemens использует полупроводниковый ключ на мощных оптоэлектронных тиристорах. Полупроводниковые ключи фирма успешно использует в установках продольной компенсации типа TPSC (Thyristor Protected Series Compensation), работающих на ЛЭП напряжением до 500 кВ.

В настоящее время в России разработаны быстродействующие высоковольтные и сильноточные вакуумные разрядники [6]. Использование в качестве ключей таких управляемых вакуумных разрядников позволяет значительно улучшить технико-экономические характеристики ТО данного типа.

Как отмечалось выше, проблема ограничения токов КЗ является общесистемной. В этой связи нельзя не упомянуть о передачах и вставках постоянного тока (ППТ, ВПТ), представляющих собой управляемую несинхронную (синхронную) связь между отдельными узлами сети или отдельными электрическими системами, обеспечивающую:

- управляемый (задаваемый) переток активной мощности;
- регулирование напряжения;
- повышение устойчивости;
- демпфирование качаний мощности при аварийных возмущениях.

Одновременно ППТ и ВПТ обладают свойством практически не увеличивать токи короткого замыкания в связываемых системах. Однако высокая стоимость ППТ и ВПТ ограничивает их применение в качестве управляемой электрической связи.

Результаты технико-экономического анализа рассмотренных вариантов ТО сведены в табл. 6.2.2, где приведены данные удельной стоимости вариантов ТО для различных коэффициентов токоограничения.

Анализ результатов показывает, что перспективным направлением разработок ТО является направление, связанное с созданием комбинированных ТО устройств на основе применения сверхпроводниковых элементов и традиционных, в первую очередь быстродействующих вакуумных коммутационных аппаратов и реакторов, особенно с учетом прогнозов значительного снижения стоимости сверхпроводников.

Для вариантов ТО с использованием сверхпроводниковых элементов характерно очень малое влияние изменения коэффициента токоограничения на уровень напряжения в сети. Для варианта ТО на основе токоограничивающих реакторов это влияние проявляется особенно сильно.

Таблица 6.2.2

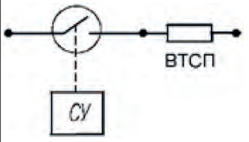
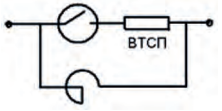
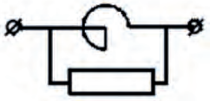
Тип ТО				
Удельная стоимость	15 -11 долл./кВА при $К_{огр}$ = 5-6. 70-80 долл./кВА. при $К_{огр}$ = 13 (для 220 кВ).	10-8 долл./кВА при $К_{огр}$ =1,5-2,0	30-22 долл./кВА при $К_{огр}$ =1,5-2,0	45-33 долл./кВА при $К_{огр}$ = 4-8
Длительность воздействия тока КЗ, мс	10			
Влияние на уровень напряжения, %	$\Delta U \sim 0$	$\Delta U \sim 0$	$\Delta U \sim 0$	$\Delta U \sim 0$
Потери, %	$\Delta P \sim 0$	$\Delta P \sim 0$	$\Delta P \sim 0$	$\Delta P \sim 0$
Примечание	В перспективе стоимость может уменьшиться в 2-3 раза			

Таблица 6.2.2 (продолжение)

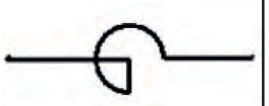
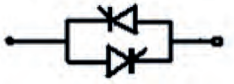
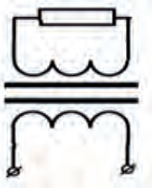
Тип ТО				
Удельная стоимость	1- 3 долл./кВА при $К_{огр}$ = 1,5-2,0	12-14 долл./кВА при $К_{огр}$ =1,5-10	10-5 долл./кВА при $К_{огр}$ = 10-15	47-35 долл./кВА при $К_{огр}$ = 4,0-8,0
Длительность воздействия тока КЗ, мс	100	100	10	100
Влияние на уровень напряжения, %	ΔU ~2-40 %	ΔU ~ 0,4-7,5 %	$\Delta U < 0,1$ %	$\Delta U < 2$ %
Потери, %	ΔP ~ 0,1-0,3 %	ΔP ~ 0,5-0,7 %	ΔP~ 0,3-0,4 %	ΔP ~ 0,2-0,3 %
Примечание				

Таблица 6.2.2 (окончание)

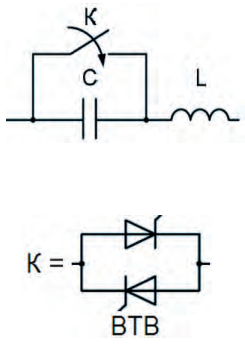
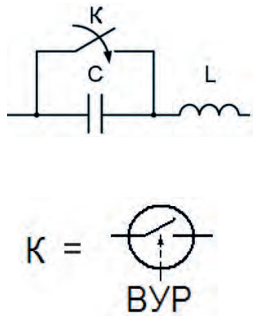
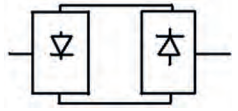
Тип ТО			
Удельная стоимость	35-40 долл./кВА при $К_{огр}$ = 4-8	25-30 долл./кВА при $К_{огр}$ = 4-8	200-130 долл./кВА
Длительность воздействия тока КЗ, мс	100	100	–
Влияние на уровень напряжения,%	$\Delta U < 0,1\%$	$\Delta U < 0,1\%$	$\Delta U \sim 0$
Потери,%	$\Delta P \sim 0,3\text{-}0,4\%$	$\Delta P \sim 0,1\text{-}0,3\%$	$\Delta P \sim 1,6\text{-}1,8\%$
Примечание			Для ВПТ напряжением 10-220 кВ

Таблица 6.2.3

Фирма-разработчик	Страна/Год	Тип	Параметры
ABB	Швейцария/2001	Резистивный, СП - BSCCO 2212	8 кВ, 800 А
ACCEL/Nexans	Германия/2004	Резистивный, СП - BSCCO 2212	6,9 кВ, 600 А
Nexans	Германия/2008	Резистивно-индуктивный, СП - BSCCO 2212	63,5 кВ, 1,8 кА
KEPRI	Корея/2007	Резистивный, СП - BSCCO 2212	13,2 кВ, 630 А
General Atomics	США/2002	Диодный мост, резистивный, СП - BSCCO 2223	7,2 кВ, 1,2 кА
Yonsei University	Корея/2004	Диодный мост, резистивный, СП - BSCCO 2223	3,8 кВ, 200 А
CAS	Китай/2005	Диодный мост, резистивный, СП - BSCCO 2223	6 кВ, 1,5 кА
Innopower	Китай/2007	Железный сердечник с подмагничиванием постоянным током, СП - BSCCO 2223	20 кВ, 1,6 кА
KEPRI	Корея/2004	Резистивный, СП - YBCO	3,8 кВ, 200 А
CRIEPI	Япония/2004	Резистивный, СП - YBCO	1 кВ, 40 А
Siemens	Германия/2000	Резистивный, СП - YBCO	4,2 кВ, 100 А
Mitsubishi	Япония/2004	Резистивный, СП - YBCO	200 В, 1 кА
Alcatel	Франция/2001	Резистивный, СП - YBCO	100 В, 1,4 кА
IGC Superpower	США/2009	Резистивный, СП - YBCO	80 кВ,
Rolls Royce	Англия/-	Резистивный, СП - MgB_2	6,6 кВ, 400 А
EPRI/Powell	США/2004	Силовые полупроводниковые приборы	8 кВ, 1,2 кА
Siemens	Германия/2004	Силовые полупроводниковые приборы	6,9 кВ, 25 МВА
EPRI	США/2009	Силовые полупроводниковые приборы	69 кВ, 3 кА

Однако для вариантов СПТО, особенно для напряжений 110 кВ и выше, проблематично создание ТО с глубоким коэффициентом токоограничения для широкого применения из-за высокой стоимости сверхпроводника.

В настоящее время глубокие коэффициенты токоограничения могут быть обеспечены при применении устройств, включающих магнитопроводы с системой подмагничивания. Основной недостаток данного варианта ТО – более высокие потери по сравнению с другими вариантами.

Весьма перспективными являются разработки быстродействующих токоограничителей-выключателей на основе элементов силовой электроники, обеспечивающих большие коэффициенты токоограничения и минимальную длительность динамического воздействия на потребителей и элементы электроэнергетической системы при КЗ.

В табл. 6.2.3 приведена информация о зарубежных разработках демонстрационных образцов и прототипов токоограничителей разного типа. Как видно из данных таблицы, наибольшее внимание уделяется разработкам сверхпроводящих токоограничителей резистивного типа, заметная доля которых основана на «иттриевых» (YBCO) тонких пленках и иттриевых покрытых проводниках 2-го поколения. Большое внимание уделяется и разработкам ТО на основе применения элементов силовой электроники. С учетом быстрого прогресса характеристик производимых мощных силовых полупроводниковых приборов, ТО на их базе могут стать коммерчески выгодными уже в ближайшие годы.

Следует заметить, что каких-либо активных работ в области разработок ТО на основе силовой электроники (полупроводниковых ТО) в России, к сожалению, не проводятся. В то же время в России освоена технология создания управляемых реакторов, которые изготавливаются и эффективно работают в сетях напряжением до 500 кВ, поэтому создание ТО, использующих аналогичную технологию, может быть реализовано в минимальные сроки.

Выводы

1. Ограничители токов короткого замыкания на основе применения технологий сверхпроводимости и силовой электроники позволяют обеспечить решение одной из наиболее сложных проблем развития электроэнергетических систем – ограничение токов короткого замыкания.

2. На ближайшую перспективу решение проблемы глубокого токоограничения для сетей напряжением 110-220 кВ может быть обеспечено за счет применения ТО на основе управляемых реакторов с подмагничиванием.

3. Перспективным направлением решения проблемы ограничения динамических воздействий на элементы электрических сетей при КЗ является создание и применение быстродействующих полупроводниковых токоограничителей-выключателей.

4. На отдаленную перспективу следует рассматривать устройства ТО, включающие сверхпроводниковые элементы и быстродействующие управляемые коммутационные аппараты, сокращающие время прохождения тока через сверхпроводниковый элемент. В настоящее время целесообразно провести разработку сверхпроводникового токоограничителя на напряжение 10 кВ.

Литература

1. W. Paul, M. Chen, M. Lakner, J. Rhyner, D. Braun, W. Lanz, M. Kleimaier. Superconducting Fault Current Limiter Applications, technical and economical benefits, simulations and test results. CIGRE session 2000, paper 13-201.

2. Алексеев Б.А. Сверхпроводниковые ограничители токов коротких замыканий // Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. 2002, № 6.

3. Алексеев Б.А. Полупроводниковые ограничители токов короткого замыкания // Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. 2008, № 3.

4. B.W. Lee, K.B. Park, J. Sim, E. Jang, I.S. On, O.B. Hyun. Field test application of the hybrid superconducting fault current limiters to the grid power network in Korea. CIGRE session 2008, paper D1-104.

5. V.Gor, D.Povh, Lu Yichuan, E.Lerch, D.Retzmann, K.Sadek, G.Thumm. SCCL-A new type of FACTS based short-circuit current limiter for application in high voltage systems. CIGRE session 2004, paper B4-209.

6. Алферов Д.Ф., Белкин Г.С., Иванов В.П., Ромочкин Ю.Г., Сидоров В.А. Быстродействующие вакуумные аппараты с управляемой коммутацией // Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. 2006, № 1.

6.3. Гибридная система накопления энергии для электроэнергетических систем на базе литий-ионных аккумуляторов и суперконденсаторов[10]

Введение

К настоящему времени создан широкий спектр накопителей, построенных на различных принципах, различающихся как технико-экономическими показателями, так и функциональным назначением [1]: гидравлические и пневматические аккумуляторы, маховики, сверхпроводящие индуктивные накопители, емкостные накопители и разнообразные электро-химические накопители.

Интерес к накопителям электроэнергии значительно возрос в последнее время в связи с активизацией работ по созданию интеллектуальных электроэнергетических систем, в которых эти устройства играют роль одного из ключевых элементов. В интеллектуальных сетях накопители выполняют целый ряд важных функций, таких как:

- выравнивание графиков нагрузки в сети;
- демпфирование кратковременных колебаний активной и реактивной мощности и частоты;
- снятие или существенное сокращение нерегулярных колебаний в межсистемных линиях электропередачи для повышения их пропускной способности;
- обеспечение бесперебойного питания собственных нужд подстанций и особо ответственных потребителей;
- обеспечение стабильной и устойчивой работы децентрализованных и нетрадиционных источников, работающих как автономно, так и в составе ЕНЭС.

Накопители на основе аккумуляторных батарей большой энергоемкости считаются наиболее перспективными для использования в интеллектуальных электроэнергетических системах. Накопители подобного рода имеют ряд преимуществ (как следует из опыта эксплуатации более тысячи накопителей мегаваттного класса на основе натрий-серных аккумуляторов компаний NGK Insulator и Xcell Energy [2, 3]), а именно:

- возможность реализации модульного исполнения и компактность конструкции;
- функциональная гибкость, обеспечивающая реализацию различных режимов работы;

[10] По материалам доклада авторов на сессии CIGRE, август, 2016.

– широкие возможности автоматизации процессов управления и контроля;
– простота встраивания в системы интеллектуальных электрических сетей.

Основными недостатками накопителей на основе натрий-серных аккумуляторов являются высокий ток саморазряда и низкая удельная энергоемкость. Следует отметить, что для некоторых из перечисленных выше применений эти недостатки оказываются ключевыми. Что касается накопителей на основе литий-ионных аккумуляторов, то они лишены этих недостатков. Именно поэтому в настоящее время к накопителям этого типа проявляется повышенный интерес. Конкретные особенности и недостатки накопителей на основе литий-ионных аккумуляторов (большой мощности) еще предстоит осознать, т.к. к настоящему моменту подобных устройств выпущено всего несколько десятков и работают они, по-существу, в режимах опытной эксплуатации.

Для того чтобы минимизировать влияние вышеперечисленных недостатков на технико-экономические характеристики аккумуляторных систем накопления, предложен подход, который состоит в создании накопителя, комбинирующего аккумуляторную батарею и батареи суперконденсаторов. Сочетание аккумуляторов и суперконденсаторов в одном накопителе, который является гибридным, может получить эффективное применение.

Гибридная система накопления энергии

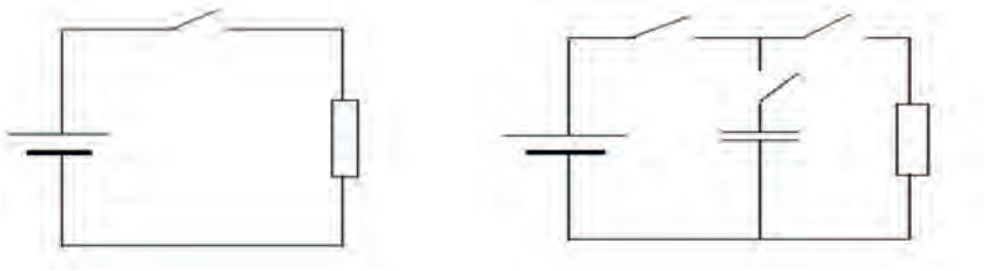
Гибридные системы накопления электрической энергии представляют собой сложные электротехнические комплексы. Основными элементами являются накопительный элемент в виде литий-ионной батареи и суперконденсатора, преобразователя рода тока из постоянного в переменный и наоборот, система управления преобразователем и система управления электротехническим комплексом в целом.

В этой схеме аккумулятор, имея приемлемую энергоемкость (для литий-ионных систем 90-150 Вт·ч/кг), обладает относительно небольшим (от 500 до 3000 циклов заряд-разряд) ресурсом. Более того, работа аккумулятора (как и любого другого химического источника тока) в режимах больших мощностей резко снижает его энергоемкость и срок эксплуатации.

Суперконденсатор легко справляется с высокими токами нагрузки. Сочетание аккумуляторов и суперконденсаторов в одном нако-

пителе может дать существенный эффект. Так, суперконденсатор без подключения аккумулятора компенсирует возмущения длительностью до нескольких первых минут. При более длительных и возмущениях (минуты, часы) в действие включается аккумуляторная часть накопителя. А наличие в составе накопителя суперконденсаторной части (при параллельном с аккумулятором включении) позволяет сглаживать фронты импульсов тока и напряжения, обеспечивая тем самым снижение мгновенной мощности, отдаваемой или получаемой аккумуляторной частью накопителя. Параллельное включение аккумуляторов и суперкондесаторов также обеспечивает как минимум двукратное увеличение мощности накопителя.

Сравнение принципов организации работы аккумуляторного и гибридного накопителей иллюстрирует рис. 6.3.1.



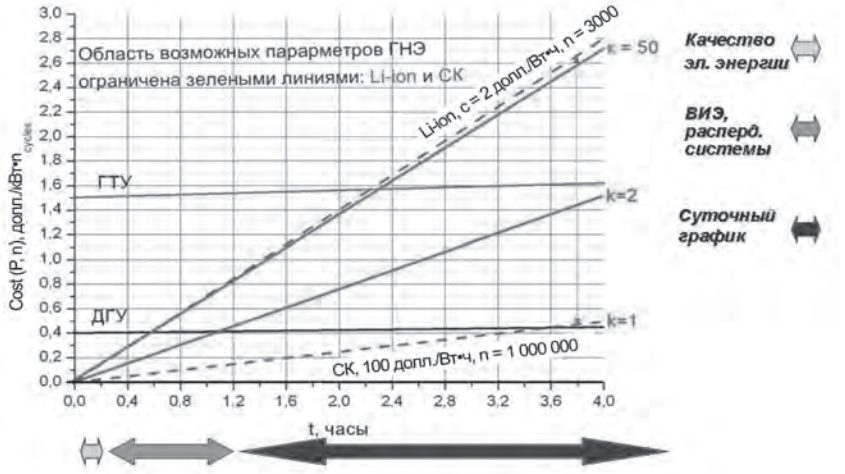
а) *б)*

Рис. 6.3.1. ***Упрощенные схемы накопителей: а) аккумуляторный; б) гибридный***

Более широкие функциональные характеристики гибридного накопителя символически иллюстрируются возможностью реализовать различные схемы включения батареи и конденсатора путем различных комбинаций замкнутых и разомкнутых ключей.

На рис. 6.3.2 показаны зависимость стоимости киловатта установленной мощности от времени непрерывной работы (энергоемкости) для трех типов накопителей: аккумуляторного, суперконденсаторного (две пунктирные линии) и гибридного (с различными сочетаниями энергоемкости аккумуляторной и суперкондесаторной частей). На этом же графике показаны аналогичные оценки для газодизельной (ДГУ) и газотрурбинной (ГТУ) электростанций.

Как видно из рис. 6.3.2, применение накопителя на основе литий-ионных аккумуляторов является экономически оправданным при вре-



Линии ГТУ, ДГУ – удельные стоимости газотурбинных и дизельных генераторов с учетом топливной составляющей. Здесь параметр $k = t/tsc$ – отношение максимального времени непрерывной работы накопителя *(t)* ко времени работы *(tsc)* суперконденсаторной части, n – максимально возможное количество циклов заряд-разряд.

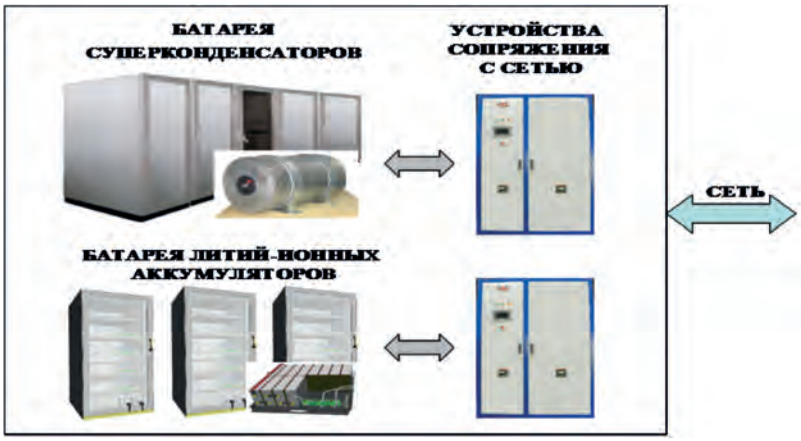
Рис. 6.3.2. ***Удельные стоимости накопителей – аккумуляторных, суперконденсаторных и гибридных в зависимости от времени непрерывной работы (емкости)***

мени разряда не более 1 часа в сравнении с резервной газодизельной электростанцией, и не более 2 часов в сравнении с резервной газотурбинной электростанцией. Аналогичные показатели для суперконденсаторного накопителя оказываются в несколько раз лучше. Последнее обусловлено значительно большим ресурсом суперконденсатора. Следует, однако, учесть, что удельная энергия суперконденсатора в 20-100 раз ниже, чем у аккумулятора. Отсюда следует, что использование суперкондесаторного накопителя большой энергоемкости в большинстве случаев оказывается экономически неприемлемым. Такой накопитель оказывается слишком большим и тяжелым. На рис. 6.3.2. сплошными линиями показаны характеристики гибридных систем при разных степенях гибридизации (определяемых параметром k). Степень гибридизации позволяет оптимизировать конструкцию накопителя, варьируя его стоимость и массогабаритные характеристики в зависимости от функциональных требований к накопителю. Возможность подобной оптимизации является важным преимуществом гибридной схемы.

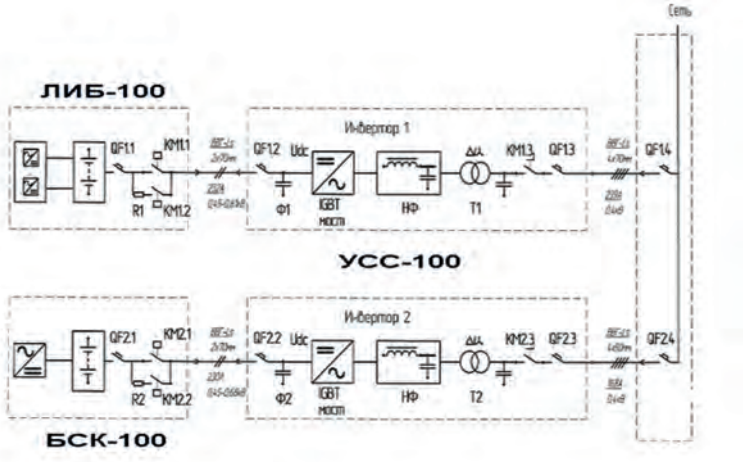
Разработанный гибридный накопитель энергии ГНЭ-100 состоит из трех модулей (рис. 6.3.3):

- батарея литий-ионных аккумуляторов ЛИБ-100;
- батарея суперконденсаторов БСК-100;
- устройств согласования с сетью УСС-100.

Каждый из накопительных блоков содержит также отдельные системы защиты, контроля и мониторинга параметров батарей. Структурная и однолинейная схемы гибридного накопителя ГНЭ-100 представлены на рис. 6.3.3.



а)



б)

Рис. 6.3.3. ***Структурная схема (а) и однолинейная схема (б) гибридного накопителя ГНЭ-100***

Батарея литий-ионных аккумуляторов ЛИБ-100 предназначена для накопления электроэнергии из сети в период снижения нагрузки сети ниже номинального уровня и отдачи ее в сеть. В период возрастания нагрузки выше номинального уровня эта батарея отдает запасенную электроэнергию в сеть. ЛИБ-100 дополнительно снабжена устройством интеллектуального управления.

Батарея суперконденсаторов БСК-100 предназначена для компенсации кратковременных колебаний напряжения сети и состоит из двадцати суперконденсаторов.

Устройства согласования с сетью УСС-100 состоят из двух одинаковых блоков: один для работы с ЛИБ-100, другой – с БСК-100 и представляют собой два преобразователя постоянного тока в переменный (и наоборот) с соответствующим согласованием уровней напряжений. Этот модуль обеспечивает независимое управление активной и реактивной мощностью. УСС-100 также осуществляет функции системы управления ГНЭ-100 и активного фильтра сети, что позволяет существенно улучшить качество электрической энергии за счет использования алгоритмов компенсации токов обратной последовательности по основной гармонике и компенсации гармоник близких к основной (номера 5, 7, 11, 13, 17).

Общий вид опытного образца гибридного накопителя энергии ГНЭ-100 с активной мощностью накопителя 100 кВт и энергоемкостью 100 кВт·ч показан на рис. 6.3.4. Технические характеристики рассмотренных устройств приведены в табл. 6.3.1.

Таблица 6.3.1

Технические характеристики накопителя ГНЭ-100

Номинальная активная мощность, (кВт)	100
Номинальное напряжение (3-ф, 50 Гц), кВ	$380^{+10\%}_{-10\%}$
Номинальный выходной фазный ток (А)	152
Диапазон напряжений звена постоянного тока	400-750
Коэффициент гармоник тока сети не более (%)	7
Энергоемкость (кВт·ч)	100
Время работы с полуторакратной перегрузкой по току сети (сек)	до 10
Время работы с номинальной нагрузкой (часы)	1,0
Диапазон регулирования реактивной мощности (квар)	(0-100)
КПД в цикле заряд-разряд, не менее (%)	75
Регулировка реактивной мощности (кВАр)	-50-50
Технические характеристики батареи ЛИБ-100	
Номинальная активная мощность, (кВт)	100
Энергоемкость, (кВт·час)	100
Время работы в установившихся режимах с номинальной мощностью, (час)	1,0
Ресурс, не менее (циклов заряд-разряд)	1500
КПД в цикле, не менее (%)	85
Назначенный срок эксплуатации, не менее (лет)	10
Технические характеристики БСК-100	
Номинальное статическое напряжение заряда, (кВ)	0,7
Напряжение при разряде, (В)	$380^{+10\%}_{-15\%}$
Номинальная динамическая активная мощность при разряде, (кВт)	100
Время работы в динамическом режиме с номинальной мощностью, в диапазоне, (сек)	5-10
Ресурс, не менее, циклов заряд-разряд	150000
КПД в цикле, не менее (%)	85

Рис. 6.3.4. ***Общий вид гибридного накопителя энергии ГНЭ-100***

Моделирование работы опытного образца гибридоного накопителя энергии на испытательном стенде

Для определения функциональных возможностей опытного образца гибридного накопителя мощностью не менее 100 кВт и энергоемкостью 100 кВт·ч. проведены экспериментальные исследования в условиях, приближенных к реальным. Для этих работ был разработан специальный испытательный стенд (далее – стенд), состоящий из следующих подсистем:

– газотурбинной электростанции (ГТЭ-1500) с напряжением 6,3 кВ и установленной мощностью 1250 кВт, имитирующей работу сетевой электростанции;
– понижающего трансформатора 6,3 кВ/0,4кВ;
– блока активных и реактивных тестовых нагрузок для имитации возмущений в сети в соответствии с условиями моделирования.

Система управления испытаниями, кроме реализации заданных возмущений сети путем включения и выключения нагрузочных устройств, включает в себя защитно-коммутационные аппараты, предназначенные для коммутации силовых устройств, защиты их от перегрузки и токов короткого замыкания.

С помощью этого испытательного стенда исследовалась совместная работа аккумуляторной батареи и батареи суперконденсаторов в специфических условий, налагаемых на накопительные батареи. Кроме того, была определена степень влияния компенсационных режимов работы на эффективность системы накопления в целом по гибридной и раздельным схемам, а также эффективность использования гибридной схемы накопителя при работе с сетью и потребителем электрической энергии.

В ходе проведенных испытаний ГНЭ-100 были установлены особые преимущества гибридной схемы:

– ток заряда и разряда аккумуляторной батареи характеризуется плавным нарастанием и спадом (по сравнению с ее работой без суперконденсаторов), что благоприятно сказывается на системе балансировки (выравнивания напряжений) аккумуляторных элементов;
– возможность компенсации кратковременных возмущений сети без подключения аккумуляторной части. При периодическом изменении нагрузки с периодом 1, 2, 5, 10 сек в диапазоне от 0 до 100 кВт обеспечивается стабилизация перетоков активной и реактивной мощности из сети с помощью суперконденсаторов. Таким образом, возмущающие воздействия нагрузки компенсируются без использования аккумуляторной части накопителя;
– возможность реализации кратковременного, форсированного режима накопителя с выдачей мощности в два раза превышающей номинальную.

Испытания проводились в следующих режимах работы ГНЭ:

– автономный режим работы ГНЭ на нагрузку. Этот режим предполагает работу ГНЭ на нагрузочный модуль в случае исчезновения (или отсутствия) напряжения сети переменного тока.

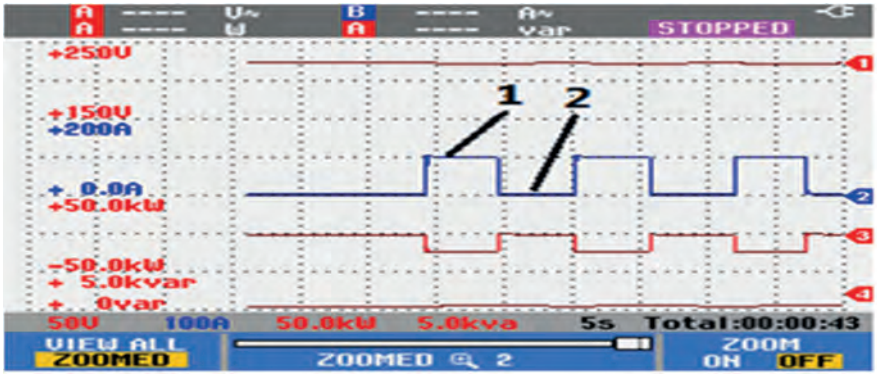
В этом случае преобразователь ГНЭ работает в режиме источника напряжения, формируя амплитуду, частоту напряжения в локальной сети.

– компенсация возмущений мощности и частоты в электрической сети переменного тока, вносимых сбросом/набросом нагрузки. В этом режиме ГНЭ обеспечивает компенсацию возмущения, возникающего в электрической сети вследствие сброса/наброса нагрузки. Возмущение создается посредством коммутации нагрузки. Причем система управления преобразователями настраивается таким образом, чтобы мощность, выдаваемая/потребляемая ГНЭ, компенсировала все вносимые возмущения. Целью проведения эксперимента является определение степени (и частотной характеристики) возможной компенсации возмущения сети. При этом контролируются амплитуда напряжения, частота и фаза электрической сети;
– управление реактивной мощностью. Известно, что УСС ГНЭ может выдавать от минус 100% до плюс 100% реактивной мощности. Целью проведения эксперимента является подтверждение данного факта;
– режим источника бесперебойного питания (ИБП). В данном режиме один из преобразователей используется в качестве управляемого выпрямителя, осуществляющего передачу электрической мощности из сети в звено постоянного тока, к которому подключены ЛИБ-100 или БСК-100, а второй преобразователь – в режиме инвертора, который осуществляет обратное преобразование постоянного тока в переменный. Поскольку к звену постоянного тока подключен накопительный элемент, то питание нагрузки осуществляется непрерывно в случае исчезновения или провалов напряжения питающей электрической сети.

На рис. 6.3.5-6.3.8 показаны типичные экспериментальные осциллограммы, полученные в режимах компенсации накопителем возмущений мощности и частоты в сети переменного тока [5].

На графиках тока и мощности рис. 6.3.6 видно, что:

– после каждого включения/выключения нагрузки устанавливаются нулевые значения тока и мощности, что означает полную компенсацию потребления включенной нагрузкой;
– каждое включение/выключение нагрузки сопровождается всплеском тока и мощности, что определяется точностью настройки режима компенсации ГНЭ.

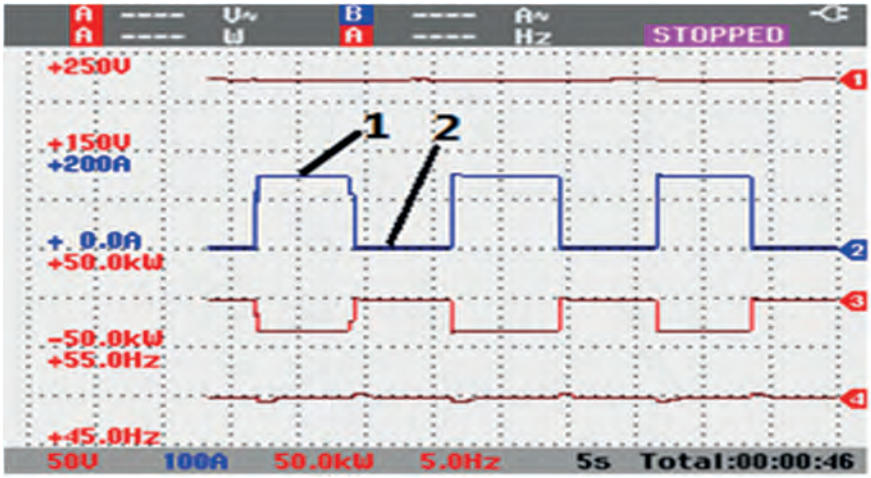


1 – интервал включенной нагрузки; 2 – интервал выключенной нагрузки. При включенной нагрузке ток равен 100 А, при выключенной нагрузке ток нулевой. При включенной нагрузке мощность – 25 кВт (потребление), при выключенной нагрузке мощность 0 кВт (потребления нет)

Рис. 6.3.5. ***Режим отсутствия компенсации мощности***

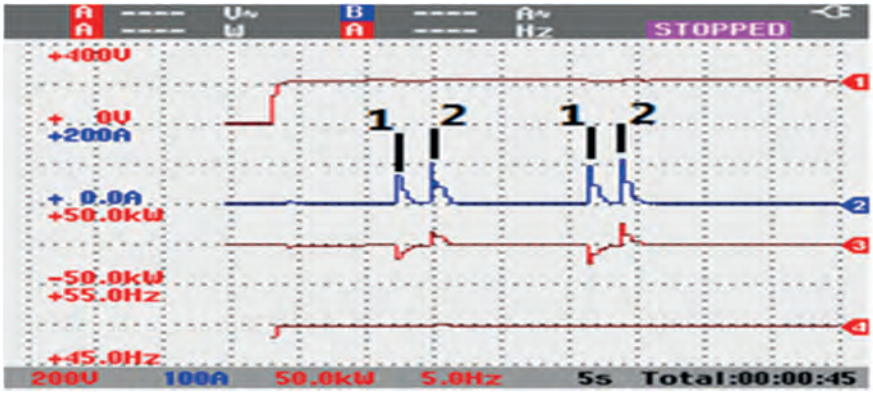
1 – выключение нагрузки; 2 – включение нагрузки

Рис. 6.3.6. ***Режим полной компенсации мощности***



1 – интервал включенной нагрузки; 2 – интервал выключенной нагрузки. При включенной нагрузке ток равен 100 А, при выключенной нагрузке ток нулевой. При включенной нагрузке мощность – 25 кВт (потребление), при выключенной нагрузке мощность 0 кВт (потребления нет).

Рис. 6.3.7. ***Режим отсутствия стабилизации частоты***



1 – включение нагрузки; 2 – выключение нагрузки

Рис. 6.3.8. ***Режим полной компенсации частоты***

На графике частоты (рис. 6.3.8) видно, что включение/выключение нагрузки не сопровождается всплеском частоты.

На рис. 6.3.9 представлена структурная схема стабилизации напряжения рабочей точки суперконденсатора.

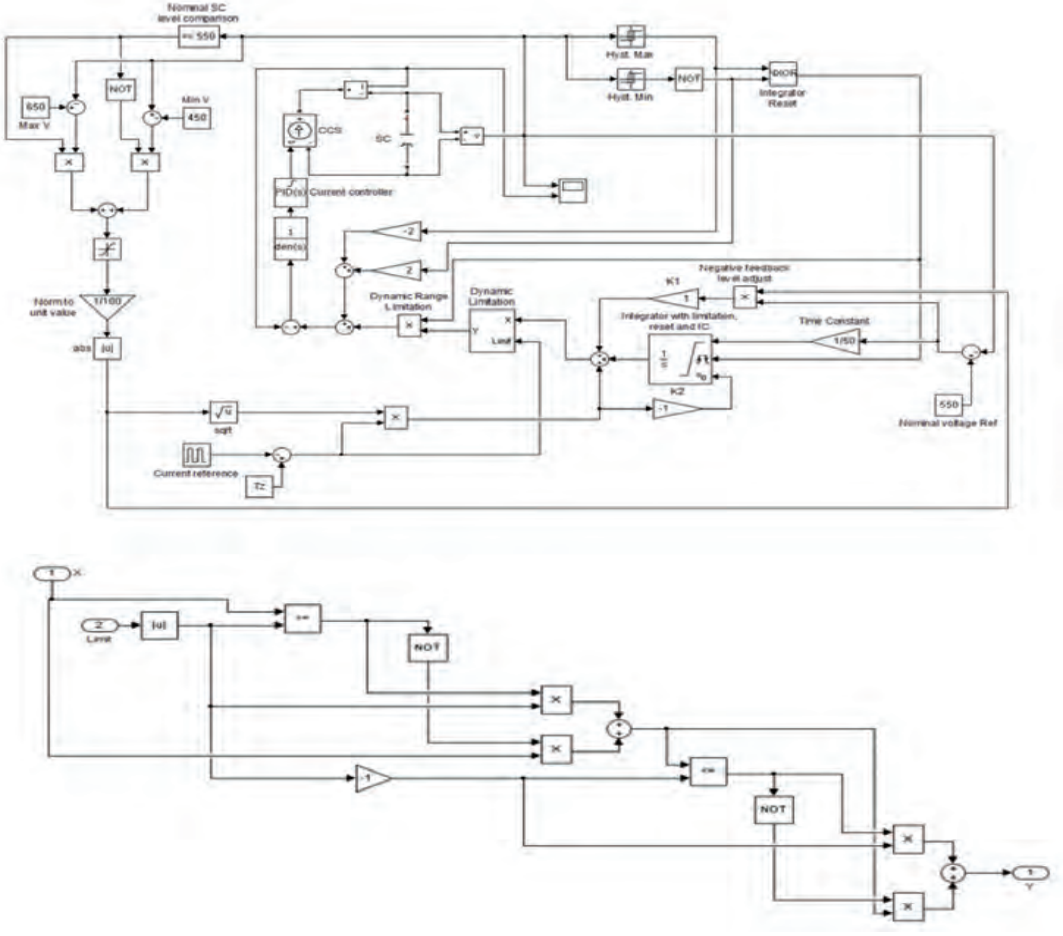
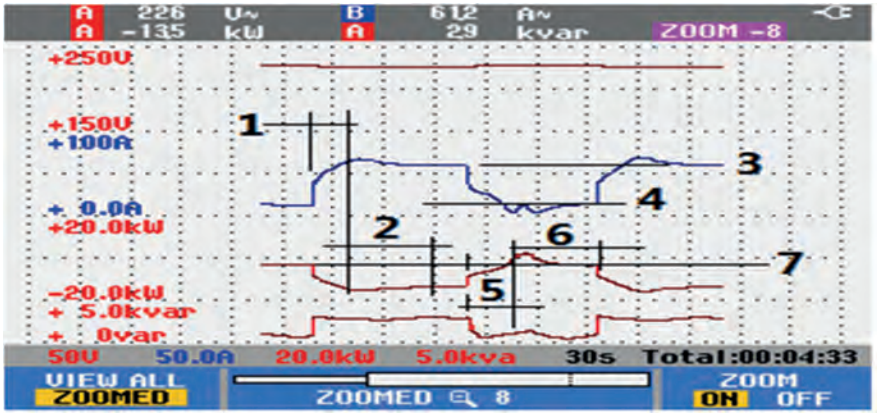


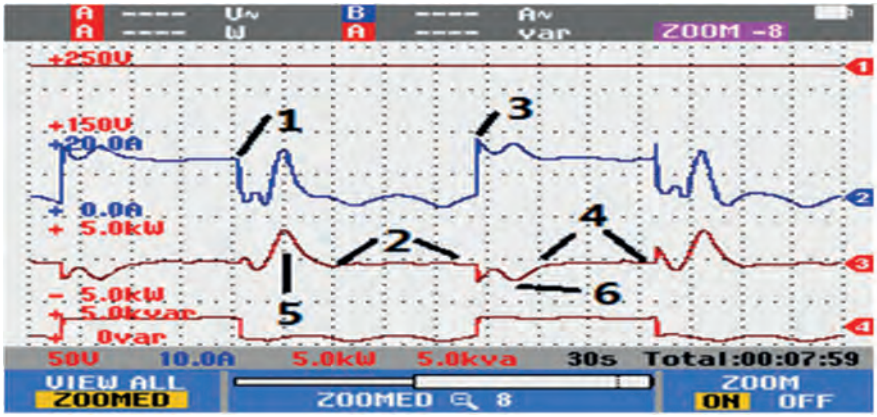
Рис. 6.3.9. ***Структурная схема алгоритма обеспечения компенсации с использованием суперконденсатора***

Измеряемое напряжение на суперконденсаторе подается на функции сравнения с максимально и минимально допустимым уровня напряжения на суперконденсаторе (650 В и 450 В для эксперимента соответственно), после чего производится формирование сигнала, пропорционального разности измеренного значения относительно среднего значения и ограничиваемого предельными значениями. Затем производится нормировка сигнала, тем самым формируется сигнал от нуля до единичного значения. Единичное значение соответствует номинальному среднему значению напряжения на суперконденсаторе, нулевое — равному или вышедшему за граничные значения. Далее сигнал подвергается нелинейному преобразованию с целью формирования специальной характеристики тока задания в области номинальных значений напряжений на суперконденсаторе и в области близкой к граничным значениям. При увеличении тока напряжение на суперконденсаторе растет пропорционально и стабилизируется на верхней границе диапазона. Для резкого ограничения существуют гистерезисные компараторы по напряжению (с диапазоном гистерезиса 4 В по минимуму и максимуму), которые формируют дискретный сигнал. Для обеспечения демпфирования колебаний интегратора и динамического звена, содержащего емкость (эквивалент-система второго порядка) используется изменяемый коэффициент отрицательной обратной связи (ООС), фактически изменяемую пропорциональную составляющую ПИ-регулятора по закону, формируемому блоком отклонения значений от номинального режима. Чем больше отклонение — тем меньше величина пропорциональной части регулятора. Таким образом, при возмущениях и одновременно близкой к граничным значениям величины напряжения подавляются скачки тока задания в соответствии с ошибкой напряжения суперконденсатора, иными словами, чем больше ошибка по напряжению — тем меньше коэффициент ООС. Можно отметить, что в номинальном режиме при равенстве напряжения на суперконденсаторе напряжению задания 550 В, регулятор имеет пропорционально-интегральную структуру (с пропорциональной частью, определяемой коэффициентом K1), а при подходе к граничным режимам работы — интегральную структуру (с нулевой пропорциональной частью). В номинальном режиме производится демпфирование колебаний за счет максимальной пропорциональной составляющей. Ток поддержания средней точки не должен превышать 15-20% от компенсационного тока и определяется соотношением коэффициентов в нелинейных обратных связях.

На рис. 6.3.10 а) представлены тренды переходных процессов в системе только с суперконденсатором с применением схемы управления.



а)



б)

Рис. 6.3.10. ***Переходные процессы при коммутации нагрузки и включенной компенсации: а) суперконденсатором, б) – гибридный режим с суперконденсатором и литий-ионной батареей***

На интервале времени 1 производится компенсация наброса нагрузки, при этом суперконденсатор разряжается на сеть, формируя плавное нарастание фронта включения нагрузки. По мере приближения напряжения суперконденсатора к минимальному значению (полному расходу энергии), ток задания уменьшается до нуля и изменяет знак на зарядный. В момент времени 2 производится заряд суперконденсатора, но уже существенно меньшим током, чем разрядный, что обеспечивает режим нормированного тока поддержания «средней точки» суперконденсатора, соответствующей номинальному значению напряжения и

энергии, необходимой для компенсации возмущений. Аналогично, при сбросе нагрузки суперконденсатор продолжает потреблять ток из сети, создавай фронт спада с заданным временем затухания и одновременно производя зарядку, что отражено на интервале 5. На интервале времени 6 суперконденсатор постепенно разряжается на сеть, стабилизируя напряжение средней точки со сведением тока потребления к нулю. Уровни 4 и 7 – нулевые, 3 – номинальный ток нагрузки. В данном случае установка может быть использована для динамической стабилизации параметров частоты и напряжения, чтобы исключить чрезмерную скорость нарастания мощности, и, как следствие, возможного перерегулирования (выбросы, форсажные режимы) в системе управления генератором, ведущей к перерасходу топлива.

На рис. 6.3.10 б) представлен гибридный режим работы установки. Устройства УСС-100-СК и УСС-100-ЛИБ включены в параллель на общую сеть и нагрузку. В момент времени 1 производится отключение нагрузки. Суперконденсатор продолжает потреблять ток из сети и заряжается. На интервале 5 энергия, компенсирующая импульс суперконденсатора, заканчивается и преобразователь аккумуляторной батареи начинает сводить ток к нулю, при этом обеспечивается плавное нарастание и спадание тока аккумуляторной батареи. На интервале веремени 2 суперконденсатор разряжается до номинального значения напряжения в рабочей точке. В момент времени 3 производится включение нагрузки, при этом суперконденсатор начинает разряжаться на сеть, затягивая фронт включения нагрузки, через некоторое время на интервале 6 ток, формируемый регулятором аккумуляторной батареи, становится достаточным для компенсации тока нагрузки и процесс устанавливается на интервале времени 4. В этот момент суперконденсатор заряжается.

Разработан алгоритм поддержания максимальной мощности, например, при использовании генератора с изменяющимся напряжением, каким может быть солнечная батарея, ВЭУ и иной источник с характеристикой мощности, представляющей собой кривую с экстремумом мощности и нулевыми значениями при напряжении холостого хода и короткого замыкания.

Все проведенные эксперименты подтверждают возможность реализации заявленных характеристик устройств согласования с сетью. Результаты выполненных испытаний ГНЭ-100 могут быть кратко сформулированы следующим образом:

1. Разработанные программа и методика испытаний опытного образца ГНЭ-100 позволяют оценить технические характеристики в реаль-

ных условиях эксплуатации как изделия в целом, так и его отдельных подсистем (ЛИБ-100, БСК-100 и УСС-100).

2. При периодическом изменении нагрузки с периодом 1, 2, 5, 10 сек в диапазоне от 0 до 100 кВт обеспечивается стабилизация перетоков активной и реактивной мощности из сети с помощью суперконденсаторов. Таким образом, возмущающие воздействия нагрузки компенсируются полностью.

3. При периодическом изменении нагрузки с периодом более 10 сек в диапазоне от 0 до 100 кВт обеспечивается стабилизация перетоков активной и реактивной мощности из сети с помощью аккумуляторных батарей. Таким образом, возмущающие воздействия нагрузки указанного спектра компенсируются полностью.

4. При периодическом изменении нагрузки с периодом 1, 2, 5, 10, 100 сек в диапазоне от 0 до 100 кВт обеспечивается стабилизация перетоков активной и реактивной мощности из сети с помощью гибридного накопителя, при этом возмущающие воздействия нагрузки высокочастотного спектра (с периодом 1-10 сек) компенсируются с помощью суперконденсаторов, а возмущающие воздействия нагрузки низкочастотного спектра (с периодом более 10 сек) компенсируются с помощью аккумуляторных батарей.

5. Испытания режима источника бесперебойного питания показали устойчивое электроснабжение потребителя от ГНЭ-100 с поддержанием заданного уровня напряжения локальной нагрузки при отключении сети.

6. Реализованный алгоритм работы ГНЭ-100 обеспечивает рекуперативный режим работы – компенсацию возмущений за счет заряда суперконденсаторной батареи во время сброса нагрузки.

7. ГНЭ-100 обеспечивает режим кратковременного двукратного увеличения максимальной мощности путем параллельной работы батарей аккумуляторов и суперконденсаторов.

На основе этих испытаний проведена оценка влияния ГНЭ на работу электроэнергетических систем и микросетей ГНЭ и определены области применения для:

- покрытия пиковых графиков нагрузки при размещении ГНЭ в непосредственной близости к потребителю или непосредственно на подстанциях при установленной мощности ГНЭ 1,0 МВт, 5 МВт, 20 МВт и для различной длительности работы от 15 мин до 5 часов в сутки;
- повышения качества электроэнергии и надежности энергосистемы при размещении ГНЭ на подстанциях сетевой инфраструктуры в целях улучшения качества электроэнергии и надежности

системы путем регулирования реактивной мощности, это позволяет влиять на такие факторы, как: низкое напряжение, низкий коэффициент мощности, недостаточный запас устойчивости при кратковременных нарушениях в энергосистеме. Диапазон установленной мощности ГНЭ должен быть от 5 до 20 МВт, при длительности работы до 2 часов в сутки.

- регулирования частоты в энергосистеме (услуги по замещению вращающегося резерва), поддержание диспетчерского графика нагрузки при установленной мощности ГНЭ от 10 до 20 МВт и для длительности работы от 1 минуты (регулирование частоты), до 1 часа (услуги по поддержанию диспетчерского графика) и до 2-х часов (услуги по замещению вращающегося резерва);
- использования в качестве резервного источника электроснабжения для особо важных потребителей, обеспечения передвижного резервного источника энергоснабжения в случае запланированных или незапланированных отключений, а также поддержки при перебоях в электроснабжении при установленной мощности ГНЭ 1 МВт и длительности работы от 3 до 12 часов в сутки;
- интеграции с распределенной генерацией, в том числе ВИЭ (ветровой и солнечной), для выравнивания колебаний генерируемой мощности и улучшения интеграции ветровых и солнечных энергетических установок с распределительными сетями при установленной мощности ГНЭ (соответствующей мощности оборудования ВИЭ) 100 кВт, 500 кВт, 1 МВт, 5 МВт и длительности работы от 2 до 6 часов в сутки;
- ответственных потребителей в целях снижения затрат на обслуживание и улучшения качества снабжения электрической энергии при установленной мощности ГНЭ (соответствующей объемам потребления) 500 кВт, 1,5 МВт, 5 МВт, 20 МВт и длительности работы (1-12) часов в сутки.

Заключение

Предложен и исследован гибридный накопитель энергии, построенный на комбинации аккумуляторной батареи и батареи суперконденсторов. Разработан и испытан в условиях близких к реальным опытный образец гибридного накопителя ГНЭ-100 номинальной мощностью 100 кВт и энергоемкостью 100 кВт·ч. Установлены дополнительные преимущества использования гибридной схемы:

– ток заряда и разряда аккумуляторной батареи отличался плавным нарастанием и спадом по сравнению с током при отсутствии суперконденсаторов, что благоприятно сказывается на системе балансировки (выравнивания напряжений) аккумуляторных элементов;
– показана возможность компенсации кратковременных возмущений сети без подключения аккумуляторной части. При периодическом изменении нагрузки с периодом 1, 2, 5, 10 сек в диапазоне от 0 до 100 кВт обеспечивается стабилизация перетоков активной и реактивной мощности из сети с помощью суперконденсаторов. Таким образом, возмущающие воздействия нагрузки компенсируются без использования аккумуляторной части накопителя;
– показана возможность реализации кратковременного, форсированного режима накопителя с выдачей мощности в два раза превышающей номинальную.

Проведена оценка влияния ГНЭ на работу электроэнергетических систем и работу микросетей.

Литература

1. Susan M. Schoenung and William Hassenzahl Long vs. Short-Term Energy Storage: Sensitivity Analysis. A Study for the DOE Energy Storage Systems Program. SAND REPORT.SAND2007-4253. Unlimited Release Printed July 2007.

2. Zhimin Wang, Lihan Qin, Chenghong Gu, Furong Li. Distributed storage capacity reservations for residential PV generation utilization and LV network operation Zhimin Power & Energy Society General Meeting, 2015 IEEE Year: 2015 Pages: 1-5.

3. Benjamin L. Norris, Jeff Newmiller, Georgianne Peek. NAS® Battery Demonstration at American Electric Power. A Study for the DOE Energy Storage Program. SANDIA REPORT. SAND2006-6740. Unlimited Release. Printed March 2007.

4. Wang Y.; Tan K.T.; Peng X.Y.; So P.L. Coordinated Control of Distributed Energy Storage Systems for Voltage Regulation in Distribution Networks Power Delivery, IEEE Transactions on Year: 2015, Volume: PP, Issue: 99 Pages: 1-1.

5. Thrampoulidis C.; Bose S.; Hassibi B. Optimal Placement of Distributed Energy Storage in Power Networks Automatic Control, IEEE Transactions on Year: 2015, Volume: PP, Issue: 99 Pages: 1-1.

6. Local Energy Balancing and Ancillary Services in Low-Voltage Networks With Distributed Generation, Energy Storage, and Active Loads Olek, B.; Wierzbowski, M. Industrial Electronics, IEEE Transactions on Year: 2015, Volume: 62, Issue: 4 Pages: 2499-2508.

7. Active distribution network expansion planning integrated with centralized and distributed Energy Storage System Xinwei Shen; Shouzhen Zhu; Jinghong Zheng; Yingduo Han; Qingsheng Li; Jing Nong; Shahidehpour, M. Power & Energy Society General Meeting, 2015 IEEE Year: 2015 Pages: 1-5.

ГЛАВА 7

КОГНИТИВНОЕ И ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЕ УПРАВЛЕНИЕ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

Инновационная электроэнергетика в условиях новой энергоинформационной цивилизации – это эргатическая (человеко-машинная) система, где техносфера и человек не просто дополняют друг друга, а составляют единое целое.

Человек в такой системе – не просто оператор, действующий по заранее разработанным и запрограммированным алгоритмам обеспечения живучести и эффективности электроэнергетики. Место человека в интеллектуальной техносреде определяется тем, насколько эта энергоинформационная структура адаптирована к его когнитивным возможностям – обработке информации в соответствии с имеющимся опытом и творческими способностями, ее кодированию в виде понятийных структур, формированию управляющих воздействий на основе «мозгового» проигрывания ситуации. Информационные сигналы, поступающие в мозг человека, и выходящие оттуда в виде управляющих решений – это слаботочные процессы, трансформируемые в эргатической системе в силовые воздействия, влияющие на электрические режимы и коммутационные схемы электрических соединений в системе.

Достигается это тем, что в энергоинформационной инфраструктуре действуют голографические связи, отражающие подобия силовых процессов в оборудовании и их модельное представление на экране монитора и в мозгу оператора. Это подобие и позволяет использовать биосигналы человеческого мозга для их отражения в технических информационных системах, которые, в свою очередь, и управляют силовыми технологическими процессами.

Голограмма – это способ отражения «большого в малом» и одновременно способ воздействия на большие объекты через управление их моделями, созданными как с помошью технических информационных средств, так и мыслительных ресурсов самого человека.

Это голографическое подобие «большого» и «малого», а так же длительных информационных процессов и их мгновенного проигрывания в мозгу человека (с опережением по сравнению с темпом физического процесса) позволяет человеко-машинной системе работать на упреждение, что чрезвычайно важно в электроэнергетике для предотвращения каскадного развития аварийных процессов и обеспечения живучести системы.

Электроэнергетика является наиболее адекватным воспроизводством тех глобальных процессов, которые с помощью силового технологического оборудования (генераторов, трансформаторов, конденсаторов, коммутаторов и коммуникационных линий электропередач) отражают общие природные процессы накопления зарядов, формирования разности потенциала и их превращения в электрические разряды и протекающий ток по всей электрической цепи. В то же время электроэнергетика наиболее адекватна и тем мыслительным процессам, которые протекают в нейронных структурах человеческого мозга. Поэтому именно электроэнергетика является наиболее выраженной структурой, отражающей единство процессов в энергоинформационной системе «человек – машина».

Электроэнергетика – это не просто человеко-машинная (эргатическая) система, это социогуманитарная и интеллектуально-технологическая среда, где используется разнообразие возможных энергетических ресурсов (природных, физических, человеческих, интеллектуальных) для работы и жизнедеятельности индивидуума и сообщества.

Развитие этой социотехносреды осуществляется не только путем запрограммированного (запроектированного) формирования ее объектов и объединяющей их инфраструктуры, но и путем непрерывного самообучения и саморазвития за счет наличия в этой среде человека как созидателя и творца.

Человек не только на основе социального заказа общества по формированию адекватной для жизнедеятельности энергетической инфраструктуры выбирает (изобретает и рационализирует) из возможного набора технологических модулей соответствующие энергетические объекты и соединяет их в общую систему. Человек одновременно создает эти модули на основе собственных мыслительных образов по аналогии с наблюдаемыми природными явлениями и объектами.

Изобретать – это, значит, сродни генной инженерии формировать из отдельных генных модулей работоспособные цепочки, включающие как заранее запрограммированные, так и эвристические эффекты.

Эффективность – это не ограничение затрат энергии на выполнение тех или иных функций системы, а расширение ее возможностей по формированию новых видов и средств жизнедеятельности, качества самой жизни.

7.1. Человек как творческое начало инновационной электроэнергетики

Человек многому научился у природы, создавая по ее образу и подобию соответствующие технические средства для повышения собственной производительности и расширения возможностей собственной жизнедеятельности. Энергию ветра и воды, мускульной силы животных, а затем энергию пара и электроэнергии он приспособил для облегчения своих физических усилий, а затем и количественной производительности используемых машин и других устройств.

В XX в. человек стал внедрять в технологические устройства элементы бионики – материалы, конструкции и схемы, заимствованные у живых биологических существ: обтекаемые корпуса, элегазовое оборудование, светодиоды, химические и биохимические реагенты, средства визуализации, включая 3D-модели и многое другое.

В XXI в. предстоит поставить на службу инновационной энергетики аналоги мыслительных процессов, позволяющие сделать процесс проектирования и управления энергоинформационными системами творческим актом, уходя из простой деятельности в сторону комплексной, общей, зачастую вербальной, оценки живучести и эффективности энергообъединения, адаптации используемых алгоритмов к текущей и развивающейся ситуации, работая на опережение по сравнению с электромеханическими и даже электромагнитными процессами в системе и ее звеньях, а так же самообучения и саморазвития (в функциональном и структурном плане) единого комплекса «человек – машина».

Алгоритм поведения человека в интеллектуальной системе (рис. 7.1.1) содержит много уровней, соответствующих широкому спектру поведения «умного» энергетика.

В первую очередь это касается использования ноосферных знаний природы и ноосферного умопостигаемого опыта человеческой дея-

тельности по проведению энергетического форсайта – формированию сначала умозрительного, а затем и модельного представления об энергетике будущего как социогуманитарной сферы жизнедеятельности человечества.

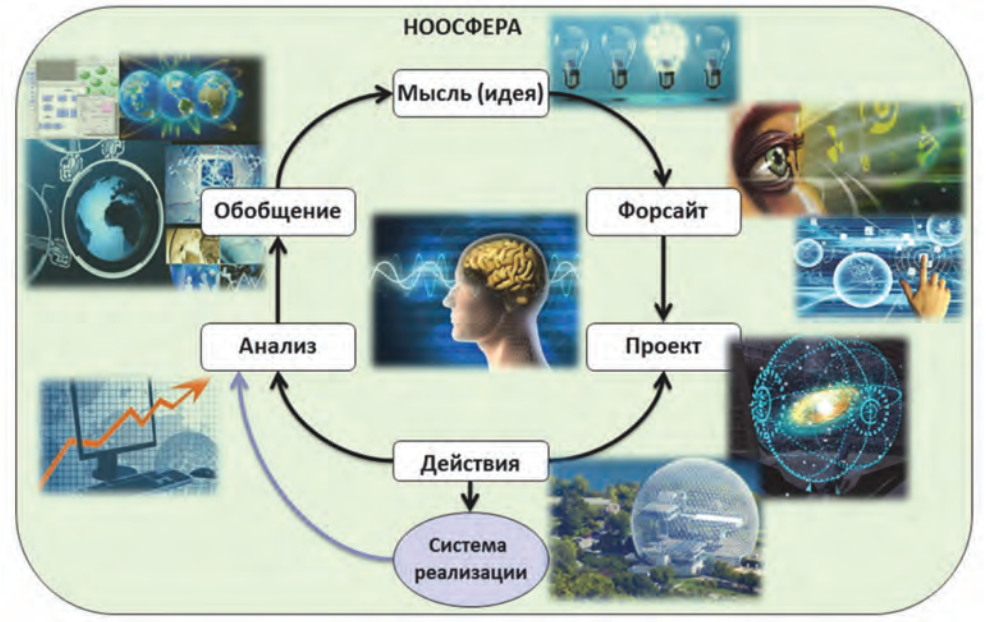


Рис. 7.1.1. ***Алгоритм поведения человека в интеллектуальной системе***

При этом мысль (идея) этой перспективной системы включает в себя не только нынешнее представление о физической силовой энергетической системе, но и представление о новой роли электроэнергетики в жизни общества с учетом экологических, информационных и интеллектуальных требований общества к будущей социотехносфере, где триУмф электроэнергетики (ее универсальность, удобство и управляемость) делает ее новым качеством жизнедеятельности.

Естественно, электроэнергетика развивается не на пустом месте, поэтому творческое начало человека заключается не только в том, чтобы придумать и создать что-то принципиально новое, а и в том, чтобы сделать обобщения и выводы на основе анализа функционирования и развития существующих и модернизируемых электрических установок и систем.

При этом особая роль отводится способности человека не просто количественно оценить характеристики и показатели действующей электрической системы, а в обобщенном, качественном (вербальном) виде

оценить степень соответствия системы ее текущему и перспективному представлению.

Так, те же оценки живучести энергообъединения включают в себя не только величину аварийно отключаемой нагрузки и среднее время восстановления режима, а соответствие возможного каскадного развития аварий и принимаемых мер по их предотвращению социально обусловленным нормативам и требованиям, которые еще предстоит выработать с точки зрения той роли, которая отводится электроэнергетике в жизни общества.

При формировании структуры будущей электроэнергетики важно оценить социальные и геополитические последствия централизации электроэнергетики, в том числе создание межгосударственных объединений и развитие децентрализованных систем с распределенной генерацией, автономными схемами энергоснабжения и активным потребителем.

К сожалению, подобные подходы к оценке эффективности различного вида энергетических систем как на стадии их функционирования, так и на стадии их проектирования пока не имеют четких критериев и показателей. Поэтому, говоря об инновационной электроэнергетике – 21, необходимо вести речь не только (и даже не столько) о новых технологических устройствах и средствах управления, а об организационных инновациях инфраструктуры будущей энергетики. Опыт централизованных ЕЭС СССР в новых социально-экономических и политически-рыночных условиях мало применим, но и развал всего энергообъединения на отдельные автономные системы мало эффективен. Поэтому востребован именно новый подход к разумному построению энергоинформационных систем типа ЕЭС-2.0, сочетающим в себе рыночные и централизованные способы формирования энергетики будущего.

Другим аспектом новой роли человека в интеллектуальной техносреде становится его взаимодействие со средствами информации и оценки состояния системы и отдельных видов оборудования (с возможным использованием алгоритмов дооценки состояния (при недостатке текущей информации), а так же роль человека как интегратора оценки действий различных устройств контроля и автоматики.

Опасения в возможной ускоренной роботизации процессов управления в электроэнергетике основаны на том, что человек пока что воспринимается как пассивное звено энергоинформационных систем. При этом роботы – автоматы с заложенными в них алгоритмами адаптации и самообучения, действительно без контроля со стороны человека, мо-

гут «вырваться на свободу» и при малейших сбоях или непредусмотренных ситуациях развития процессов может пойти в нежелательном (сверхаварийном) направлении. Оператор в человеко-машинных энергоинформационных системах не должен дублировать автоматику, а видя на основе своего более общего представления о возможном и нежелательном развитии ситуации, должен не просто блокировать действия роботов-автоматов, а взять на себя «ручное, но интеллектуальное» управление системой. Оператор является контролером САУ, оценщиком ситуации и блокиратором недопустимых действий системы.

Излишнее увеличение количества функций, передаваемых автоматике, грозит появлением в системе новой угрозы кибернетической безопасности. Решение этой проблемы связано не с дальнейшим введением все новых автоматических устройств, которые могут порождать собственную проблему неустойчивости оперативно-информационной системы. Обилие автоматики не улучшает надежность функционирования системы. В человеко-машинных системах необходимо по-иному выстраивать отношения интеллектуала-оператора и робота-автомата.

Их взаимоотношения могут и должны строиться на основе когнитивных (умопостигаемых) представлений о процессах в САУ, аналогичных процессам в человеческом мозге по распознаванию образов, и стратегических действиях в случаях развития опасных ситуаций.

По сути дела, человеко-машинная система должна по своей структуре и функциональному поведению соответствовать нейронной сети. Подобно человеческому мозгу такая сеть должна опираться на индивидуальную либо коллективную базу знаний, помогающую правильно оценивать ситуацию и прогнозировать ее развитие, формировать оценку рисков поведения роботов-автоматов и возможных траекторий предотвращения каскадного развития аварий в самой электрической системе и ее оперативно-информационной модели. Нейронные сети являются аналогом средств реализации когнитивной функциональности человеко-машинных систем (рис. 7.1.2).

Поведение человека в энергоинформационных системах – это и процесс его эволюции, когда на смену дуальному (черно-белому) представлению (да-нет, включено-выключено) поведения нейронной сети творческая деятельность человека расцвечивает палитру возможностей и принимаемых решений.

Реальный мир, так же как и техносреда, которая приобретает черты интеллектуальности только благодаря наличию в ней творческого человека, построен по принципу триалектики. На смену дуальных по-

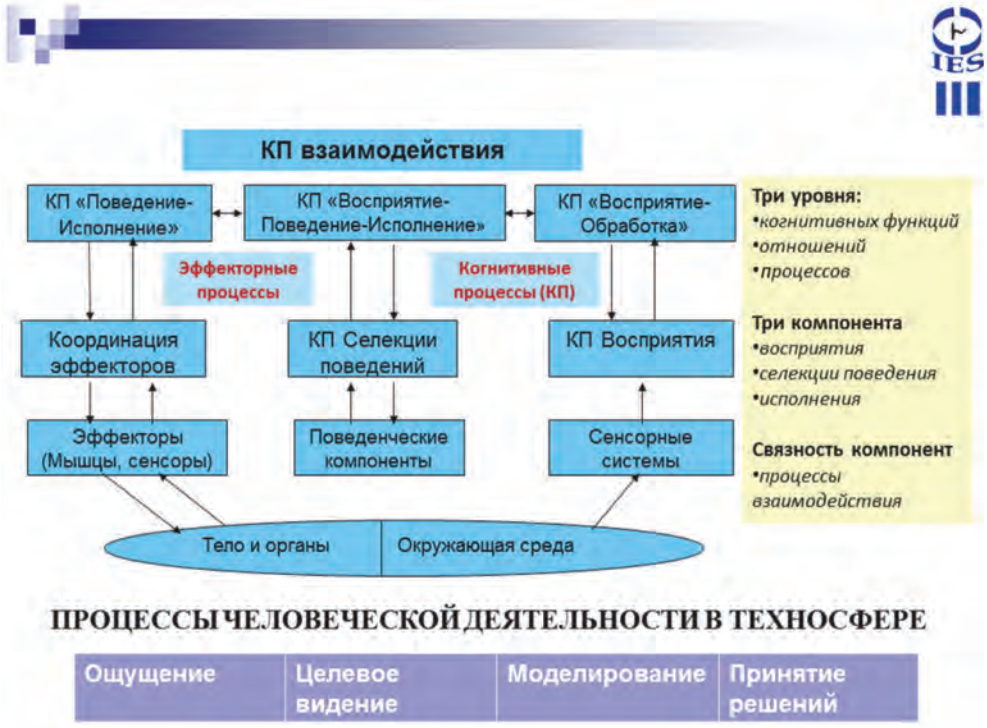


Рис. 7.1.2. ***Процессы когнитивной функциональности***

нятий «да-нет», «хорошо-плохо» приходит третья составляющая, оценивающая выход из противопоставления двух начал.

Эволюция – это не просто единство и борьба противоположностей, это еще и путь преодоления этих противоположностей. Дилемма «централизация-децентрализация», «большая и малая энергетика», как и релейный принцип работы большинства устройств автоматики в реально развивающемся мире, везде заменяется на третье начало, где выход – путь по которому должна последовать эволюция. Если ранее и сам человек, и создаваемые им системы развивались по пути дифференциации знаний и функций (в левом полушарии), либо образного представления (в правом полушарии), то эволюция самого человека в интеллектуальной техносреде идет по пути нейронных сетей, увязывающих обе половины человеческого мозга в единое целое.

По этому же пути должна пойти и эволюция человеко-машинных систем в общую интеллектуальную техносреду. Но этому надо учить не только машину, но и самого человека.

7.2. Алгоритмы живучести и самовосстановления интеллектуальных электроэнергетических систем

Актуальность проблемы

В сложных протяженных электроэнергетических системах (ЭЭС) происходят десятки тысяч и более возмущений в год, вызываемых различными причинами – короткими замыканиями на электротехническом оборудовании, отказами оборудования, ошибками обслуживающего персонала и др. Подавляющая часть этих возмущений ликвидируется средствами релейной защиты и противоаварийной автоматики. Вследствие отказов этих средств, ошибок персонала и дополнительных внешних и внутренних факторов может происходить каскадное развитие аварийной ситуации, локализацию и ликвидацию которой обеспечивает система противоаварийного управления более высокого уровня. Подобного рода каскадных аварий, не приводивших, как правило, к заметным последствиям для ЭЭС и потребителей, по имевшейся в 1970-е – 1980-е годы статистике, в крупных энергообъединениях СССР и США и Канады происходило по нескольку десятков ежегодно [1]. При недостаточной эффективности и надежности системы противоаварийного управления и по другим сопутствующим причинам аварийная ситуация продолжает развиваться и происходят уникальные тяжелые каскадные системные аварии, случающиеся относительно редко (один раз в несколько лет), как правило, с катастрофическими последствиями для ЭЭС и потребителей (blackouts), подобно системным авариям 2003 г. в Северной Америке и Европе [2, 3 и др.], московской аварии в мае 2005 г. [4], европейской системной аварии 2006 г. [5] и др.

Системные аварии каскадного характера связаны с понятием живучести ЭЭС. Живучесть системы определяется как ее свойство противостоять возмущениям, не допуская их каскадного развития с массовым нарушением режима электроснабжения потребителей, и восстанавливать исходное состояние системы или близкое к нему [6]. В США в 1990-е годы получила развитие концепция уязвимости ЭЭС [7 и др.], фактически определяющая противоположное живучести свойство системы, но также связанной с анализом каскадных системных аварий и противодействием их развитию. Живучесть характеризует одну из важных составляющих комплексного свойства надежности ЭЭС. Ключевым моментом в определении живучести является каскадное развитие возмущения, заключающееся в том, что после первичного возмущения

в ЭЭС (ординарного или неординарного) вследствие неблагоприятно складывающихся условий происходит цепочка (каскад) следующих друг за другом событий, усугубляющих аварийную ситуацию и могущих привести к тяжелым последствиям для системы и потребителей. Такие каскадные аварии практически всегда имеют системный характер и проявляются исключительно в сложных системах. При подобном каскадном развитии аварии система противоаварийного управления ЭЭС действует таким образом, чтобы с использованием заложенных в нее возможностей противостоять нежелательному развитию аварийной ситуации в системе.

В силу сложности современных ЭЭС и происходящих в них процессов риски каскадных аварий определяются множеством факторов. Снижение этих рисков требует анализа всех факторов и целенаправленных действий с целью не допустить нежелательного развития аварийных процессов [8].

Возникновение и развитие все более мощных электроэнергетических объединений в странах и регионах мира влечет за собой структурные и функциональные изменения в объединяемых ЭЭС, что, в свою очередь, предопределяет необходимость развития систем управления их режимами. Это отвечает известному принципу необходимой (или достаточной) сложности, при соблюдении которого сложность системы управления должна соответствовать сложности управляемой системы и происходящих в ней процессов [9]. Понимая под динамическими свойствами ЭЭС такие свойства, которые в своей совокупности определяют характер ее поведения в аварийных режимах, можно говорить о возникновении несоответствия между изменяющимися структурой системы и внешними условиями, что определяет изменение условий функционирования и динамических свойств ЭЭС, с одной стороны, и сохраняющимися принципами и средствами управления системой – с другой. Нарастание такого противоречия приводит к возникновению слабых мест в системе, ухудшению ее управляемости, снижению надежности, эффективности и т.д. Разрешение указанных противоречий требует совершенствования принципов и систем управления ЭЭС [10].

На рис. 7.2.1 приведена статистика тяжелых системных аварий в США за 1991-2005 гг. с выделением трех периодов – 1991-1995, 1996-2000, 2001-2005 гг. [11]. Из диаграммы видно, что количество тяжелых системных аварий и масштабы последствий для потребителей с течением времени возрастают, что определяет возрастающую актуальность анализа подобных аварий и разработки мероприятий по их предотвращению, прерыванию развития и ликвидации.

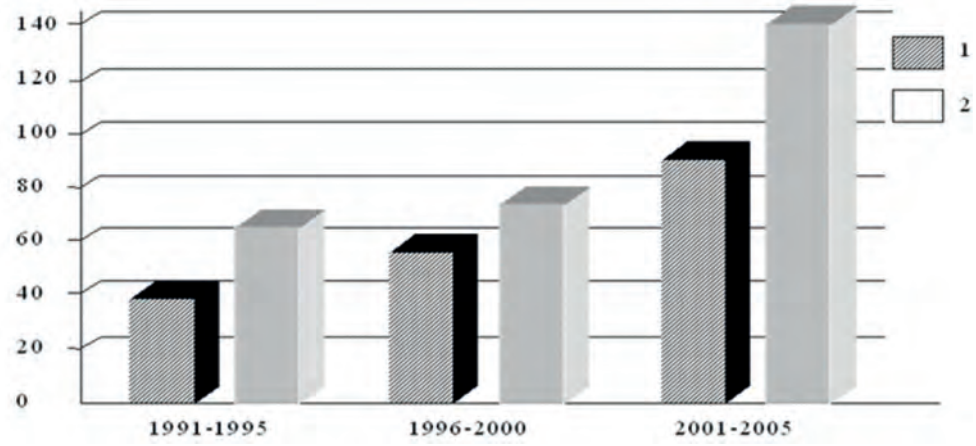


Рис. 7.2.1. ***Количество тяжелых системных аварий, затрагивающих 50000 и более потребителей (1), и имеющих уровень аварийно-отключаемых потребителей суммарной мощностью более 100 МВт (2), в США за 1991-2005 гг.***

Наряду с противодействием развитию каскадных системных аварий важное значение, с точки зрения повышения живучести ЭЭС имеют процессы восстановления системы после крупной аварии [1, 12, 13 и др.]. В отличие от стадии каскадного развития аварии, противодействие которому целиком возлагается на систему автоматического противоаварийного управления, поскольку диспетчер практически не в состоянии адекватно действовать в стрессовой обстановке развития аварии, на стадии восстановления ЭЭС большинство управляющих воздействий реализуется диспетчером и оперативным персоналом или с их участием. Опыт эксплуатации современных сложных энергообъединений показывает необходимость режимной поддержки решений диспетчера по восстановлению системы после крупных аварий путем создания и использования советчиков и тренажеров диспетчера, формализующих его знания, режимные требования, представленные в эксплуатационных документах, и результаты предварительной проработки наиболее характерных ситуаций, а также позволяющих провести экспресс-анализ установившихся и переходных режимов ЭЭС на различных этапах ее восстановления. Критерием восстановления ЭЭС является минимум времени восстановления при условии недопущения срыва процесса восстановления с усугублением аварийной ситуации.

Практически в большинстве стран мира в качестве технологической платформы будущей электроэнергетики принята концепция интеллектуальной ЭЭС (Smart Grid). Использование технологий интеллектуаль-

ной ЭЭС (FACTS, накопители электроэнергии, силовая электроника, системы искусственного интеллекта, информационно-коммуникационные технологии, современные методы теории управления) принципиальным образом изменит свойства будущих интеллектуальных ЭЭС (см. п. 5.6), формируя условия для радикального повышения их управляемости и, как следствие, живучести, а с другой стороны, создавая новые проблемы, особенно связанные с кибербезопасностью, требующие рассмотрения нового объекта – киберэлектроэнергетической системы – при исследовании ее живучести и разработке новых принципов и систем управления для обеспечения живучести системы [14, 15 и др.]. Одним из таких новых принципов управления, применительно к проблеме обеспечения живучести интеллектуальной ЭЭС, является концепция «самолечения», самовосстановления системы [11,16 и др.].

С учетом изложенного, далее представлены технология анализа каскадно-развивающихся аварийных процессов в ЭЭС, направления развития систем противоаварийного управлении ЭЭС с примером разработки интеллектуальной системы раннего выявления предаварийной ситуации и существующие подходы к самовосстановлению ЭЭС с примером самовосстановления системы электроснабжения городского района.

Анализ каскадно-развивающихся аварийных процессов в ЭЭС

В процессе функционирования в ЭЭС случается огромное количество различных по происхождению, качественным и количественным характеристикам событий. При ретроспективном анализе аварийных ситуаций из всего множества произошедших в ЭЭС событий обычно выделяют некоторую временную последовательность («цепочку») только тех событий, которые определяющим образом повлияли на возникновение и развитие аварийной ситуации. Далее, следуя [17], изложены определения, на основе которых все возможные события могут быть разделены на три группы в соответствии с их качественным составом. Дается описание этих групп и приводятся обобщения их взаимосвязей в процессе развития каскадной аварии.

Определения. Назовем изменением состояния ЭЭС процесс перераспределения потоков активной и реактивной мощности в сети, прямо и обратно связанный с изменением напряжений в узлах схемы и, возможно, частоты ЭЭС.

Введем для изменений состояния ЭЭС три градации с точки зрения надежности ее дальнейшего функционирования, т.е. с точки зрения риска возникновения и развития аварии:

- отрицательное изменение (т.е. ухудшение) состояния, выражающееся в снижении запасов пропускной способности связей основной сети и резервов генерирующей мощности;
- положительное изменение (т.е. улучшение) состояния, выражающееся в повышении запасов пропускной способности связей и увеличении резервов генерирующей мощности;
- неощутимое (незначительное, пренебрежимое) изменение запасов и резервов.

Под событием будем понимать причину, вызывающую изменение состояния ЭЭС или препятствующую изменению ее состояния. Каждому событию поставим в соответствие три характеристики:

- вероятность появления события;
- направленность события на ухудшение или улучшение состояния ЭЭС (отрицательное или положительное изменение ее состояния);
- системный эффект события (силу его влияния на состояние ЭЭС), т.е. количественную меру изменения состояния ЭЭС под влиянием события.

Исходя из изложенных определений, все происходящие в ЭЭС события могут быть разделены на следующие три группы.

Группа I: случайные события. Отнесем к случайным событиям следующие:

- *возмущения* – в первую очередь короткие замыкания на ЛЭП и подстанциях, случайные выходы из работы основного оборудования, а также обрывы линий, незапланированные коммутации элементов ЭЭС и сбросы/набросы нагрузки/генерации. Возмущение вызывает случайное изменение состояния ЭЭС;
- *неправильные действия* – т.е. ложные срабатывания релейной защиты и противоаварийной автоматики или выполненные персоналом ошибочные переключения. Неправильное действие вызывает ухудшение состояния ЭЭС;
- *отказы* – т.е. несрабатывания релейной защиты и противоаварийной автоматики или непринятия персоналом необходимых действий для изменения состояния ЭЭС. Отказ препятствует из-

менению состояния ЭЭС, на которое направлены управляющие воздействия (события группы II).

Случайное событие непосредственно соотносится с конкретным (генерирующим, нагрузочным или передающим) элементом ЭЭС, приводя к изменению его мощности, – таким образом проявляется локальный эффект события. Случайное событие опосредованно (через события группы III) соотносится с изменением состояния ЭЭС в целом – таким образом проявляется его системный эффект.

Группа II: управляющие воздействия (целенаправленные события). К целенаправленным событиям отнесем правильные и успешные управляющие воздействия при плановом изменении состояния ЭЭС или в ответ на события групп I и III, вызывающие улучшение состояния ЭЭС. Неправильные и неуспешные управляющие воздействия, по предлагаемой классификации, попадают в группу I, поскольку считаются имеющими случайную природу. Управляющие воздействия производятся релейной защитой и противоаварийной автоматикой, и персоналом посредством коммутации конкретных генерирующих, нагрузочных и передающих элементов ЭЭС – таким образом проявляется локальный эффект события (изменение мощности элемента). Как и случайное событие управляющее воздействие опосредованно (через события группы III) соотносится с изменением состояния ЭЭС в целом – таким образом проявляется его системный эффект.

Группа III: закономерные (естественные) события. К закономерным (естественным) событиям отнесем действие физических законов в ЭЭС, проявляющееся в виде естественной реакции системы на одно или несколько предшествующих событий из групп I или II. Закономерные события могут вызвать как ухудшение, так и улучшение состояния ЭЭС, а также и неощутимое (пренебрежимое) изменение ее состояния. Примером локального эффекта естественного события может служить перегрузка линии, примером системного эффекта – изменение напряжений в узлах ЭЭС.

Обобщение. Причинно-следственные взаимосвязи описанных выше трех групп событий схематически показаны на рис. 7.2.2. Отметим, во-первых, повышение вероятности возникновения событий группы I в ухудшенных состояниях ЭЭС по сравнению с нормальными состояниями (например, вероятность короткого замыкания на перегруженной ЛЭП существенно выше, чем на ЛЭП, работающей с нормальной или пониженной загрузкой); во-вторых, усиление отрицательного системного эффекта событий группы I в ухудшенных состояниях ЭЭС по сравнению с нормальными состояниями (например, перераспреде-

ление потоков мощности в тяжелом режиме, вызванное случайным событием, приведет к большей перегрузке ЛЭП, чем подобное перераспределение в более легком режиме).

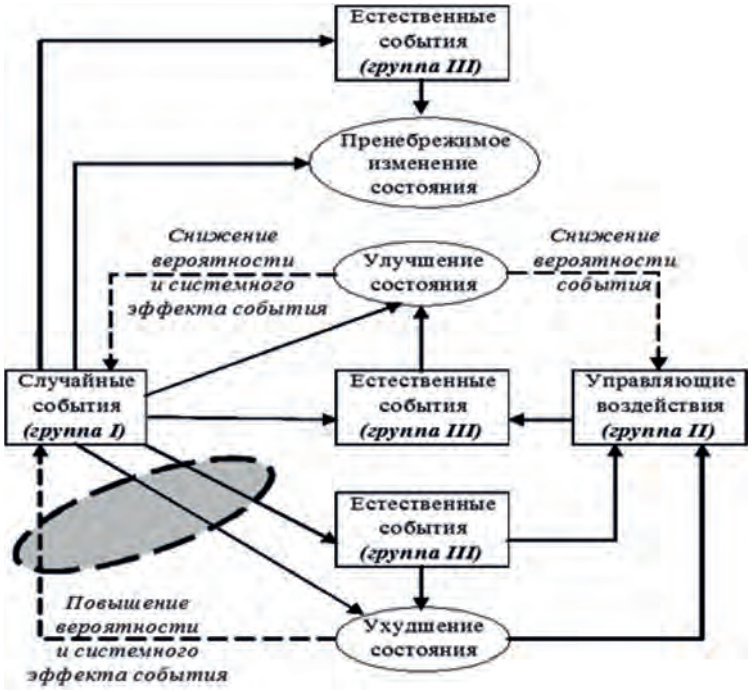


Рис. 7.2.2. ***Причинно-следственные взаимосвязи событий и изменений состояния ЭЭС:***
событие (причина)
изменение состояния ЭЭС (следствие)
опасный цикл (если он не будет прерван посредством управляющего воздействия, то неизбежно неконтролируемое каскадное развитие системной аварии).

Из рис. 7.2.2 хорошо видно, что наиболее опасным (в наибольшей мере потенциально ухудшающим состояние ЭЭС, т.е. повышающим риск необратимого развития аварии) является сочетание событий группы I и ухудшающих состояние системы событий группы III. Именно при этом сочетании возможно образование причинно-следственного цикла событий («опасный цикл» на рис. 7.2.2), который во времени и является процессом необратимого каскадного ухудшения состояния ЭЭС, т.е. лавинообразного каскадного развития аварийной ситуации.

Возникновение такого «опасного цикла» означает, что последовательность событий, независимых друг от друга либо в виде цепочки

(каскада) событий, связанных между собой причинно-следственными связями, в определенный момент функционирования привела ЭЭС к некоторому предельному состоянию, когда очередное событие становится триггерным – т.е. событием, запускающим неуправляемый каскадный процесс дальнейших событий (в первую очередь отключений элементов ЭЭС) с катастрофическими последствиями для системы и потребителей. Временную последовательность событий и состояний в процессе системной аварии см. на рис. 7.2.3. Иными словами, если до наступления триггерного (запускающего) события прервать развитие аварии, локализовать и ликвидировать ее средствами диспетчерского и автоматического противоаварийного управления в принципе возможно, то после триггерного события это реально невозможно. На начальных стадиях каскадный процесс развивается обычно относительно медленно, а в ходе развития аварии после наступления триггерного события – ускоряется.

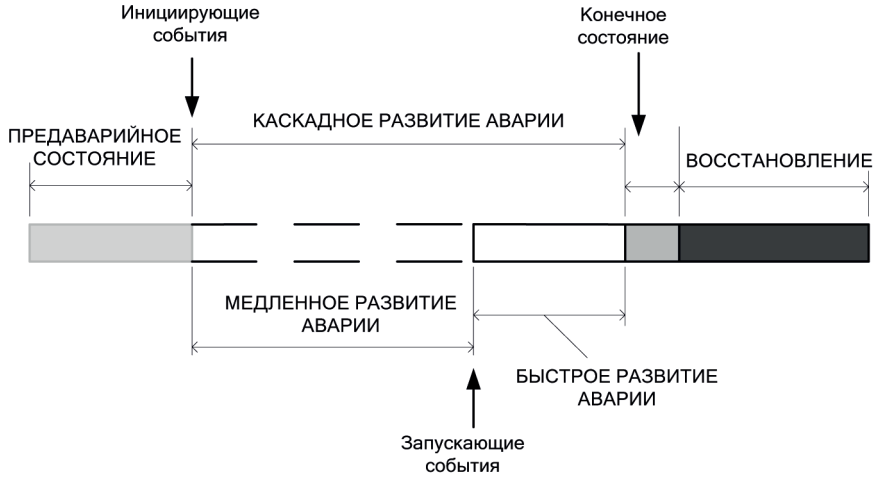


Рис. 7.2.3. ***Характерные фазы развития системной аварии***

В [17] приведена иллюстрация изложенного подхода на примерах анализа ряда крупных системных аварий. Цели исследований системных аварий предполагают решение различных задач: анализ каскадного развития аварийных процессов, изучение специфических особенностей послеаварийных режимов, анализ и оптимизацию процесса восстановления ЭЭС после крупной аварии и т.п. Во всех этих задачах эффективное моделирование поведения системы является нетривиальной проблемой. Ее сложность определяется следующими обстоятельствами:

а) необходимостью детального представления структурных и функциональных характеристик ЭЭС, включая статические и динамические характеристики элементов при отклонениях переменных состояния системы от номинальных значений;

б) большой продолжительностью процессов развития аварий и восстановления ЭЭС при различных комбинациях влияющих факторов на основных стадиях этих процессов;

в) большим разнообразием специфических задач, определяемых сложностью, комплексным характером изучаемой проблемы.

С учетом этих особенностей задач в [18] рассматривается иерархический принцип моделирования ЭЭС при исследовании развития каскадных аварий и восстановлении системы после них, в соответствии с которым исходное многообразие условий анализируется с использованием упрощенных моделей, а далее выявленное критическое, с точки зрения рассматриваемой аварийной ситуации, подмножество условий исследуется с помощью детальных моделей. Для классификации и кластеризации исходных условий используется структурный анализ ЭЭС [19]. При выборе рациональных управляющих воздействий для противодействия нежелательному развитию аварии целесообразно применение технологии целенаправленного факторного планирования экспериментов [20]. Аналогичный иерархический подход может быть применен к моделированию процессов в ЭЭС при исследовании восстановления системы [21].

Развитие методов противоаварийного управления ЭЭС

Система автоматического противоаварийного управления ЕЭС и ЭЭС России играет ключевую, определяющую роль в противодействии нежелательному развитию аварийной ситуации, локализации и ликвидации аварии, недопущении ее перерастания в тяжелую системную аварию с массовыми негативными последствиями для системы и потребителей. Эта ключевая роль автоматического противоаварийного управления определяется принятым в России принципиальным положением о том, что диспетчерский и оперативный персонал в стрессовой быстро развивающейся аварийной ситуации имеет повышенный риск неправильных действий, поэтому целесообразно противодействие развитию системной аварии возложить на противоаварийную автоматику. Следовательно, по мере развития и усложнения ЭЭС необходимо развивать и совершенствовать принципы и методы автоматического противоаварийного управления этими системами.

Эффективность существующей в ЕЭС России системы автоматического противоаварийного управления обеспечивается заложенными в нее структурой и принципами работы. Главной целью, на реализацию которой настроена система противоаварийной автоматики, является локализация и прерывание развития аварийной ситуации. В качестве базового принципа работы автоматики при этом используется принцип многоступенчатого, эшелонированного противодействия нежелательному развитию аварии: если очередная ступень автоматики не справляется с ситуацией, вступает в работу следующая и т.д. При этом действующая система автоматического противоаварийного управления обладает свойствами селективности – путем выбора и реализации наиболее рациональных для данной аварийной ситуации управляющих воздействий, адаптивности – в смысле соответствия реализуемых управляющих воздействий текущим схемно-режимным условиям и оптимальности управляющих воздействий в плане минимально необходимой их дозировки применительно к текущим условиям при конкретной аварии. Указанные свойства придают существующей системе автоматического противоаварийного управления признаки интеллектуальной системы.

Задачи развития и совершенствования системы автоматического противоаварийного управления ЭЭС целесообразно рассматривать в нескольких принципиальных направлениях, основными из которых являются следующие:

1) развитие принципов, методов и алгоритмов действующей в настоящее время в ЕЭС и ЭЭС России иерархической системы автоматического противоаварийного управления в соответствии с принятой для ЕЭС России идеологией, касающейся в основном уровня крупных электростанций и основной электрической сети; разрабатываемые в этом направлении предложения безусловно должны учитывать перспективные технологии силовых и управляющих элементов, тенденции изменения свойств ЭЭС и требований потребителей к электроснабжению (см. п. 5.6); первоочередные задачи этого направления исследований и разработок представлены в [22];

2) распространение, адаптация и модернизация принципов и алгоритмов, действующих в настоящее время в ЕЭС и ЭЭС России, применительно к распределительным электрическим сетям различных уровней и назначения, вследствие распространения установок распределенной генерации в системах электроснабжения и у потребителей, работающих совместно с ЭЭС; в рассматриваемом плане характерна работа [15], обобщающая мировой опыт исследований и реализации решений в этом направлении;

3) формирование новой идеологии противоаварийного управления, расширяющей и модернизирующей структуру, функции и принципы действия противоаварийной автоматики, с использованием современных технологий, таких как мультиагентные системы, виртуальные электростанции, технологии искусственного интеллекта и другие; это позволит, в частности, перейти от нынешнего централизованного принципа построения и работы системы противоаварийной автоматики к более гибкому централизованно-распределенному, реализовать дополнительные функции системы противоаварийного управления, повышающие ее эффективность и т.д.; некоторые идеи в этом направлении предлагаются в [23].

В качестве определенной иллюстрации последнего направления рассмотрим коротко методологию построения и функционирования интеллектуальной системы для предотвращения крупных аварий в ЭЭС, представленную в [24].

Основная идея предлагаемого подхода показана на рис. 7.2.4 и включает, в дополнение к действующим подсистемам оперативного и противоаварийного управления, новую подсистему предаварийного управления, предназначенную для раннего предупреждения опасных состояний режима и предаварийных ситуаций прежде, чем они приведут к крупной системной аварии. Разрабатываемая подсистема предаварийного управления должна конкретизировать режимные параметры рассматриваемой опасной ситуации в дополнение к, условно говоря, средним значениям этих параметров, определяемым Методическими указаниями по устойчивости энергосистем и другими нормативными документами. Эта конкретизация параметров потенциально опасной ситуации при ее удобном представлении и визуализации яв-

Рис. 7.2.4. ***Предложенный подход для мониторинга и управления ЭЭС***

ляется основанием для выработки эффективных управляющих воздействий, уводящих ЭЭС из опасного состояния.

На базе предложенного подхода была разработана гибридная система, реализующая предаварийное управление в составе двух основных частей:

– нейросетевая предупредительная подсистема оценки режимной надежности для раннего выявления возможных предаварийных состояний в ЭЭС с использованием искусственной нейронной сети Кохонена, которая на основе предварительного «обучения без учителя» способна классифицировать (разбивать на кластеры), отслеживать и предсказывать различные по тяжести состояния системы; в случае если нейросетевая предупредительная подсистема в режиме реального времени определяет предаварийное состояние, то активизируется мультиагентная подсистема предаварийного превентивного управления с целью предотвращения дальнейшего ухудшения режима ЭЭС;
– иерархическая мультиагентная подсистема превентивного предаварийного управления для предотвращения нежелательного развития аварийной ситуации в ЭЭС; агенты представляют собой аппаратные или программные сущности, которые распределены среди всех силовых элементов ЭЭС и на основе анализа поступающей информации вырабатывают необходимые управляющие воздействия; при этом агенты верхних уровней выполняют координирующие функции по отношению к агентам нижних уровней при наличии горизонтальных взаимодействий между агентами одного уровня.

Проведенные тестовые исследования продемонстрировали достоинства раннего выявления предаварийных состояний с использованием нейросетевого подхода и активации тем самым мультиагентной системы превентивного предаварийного управления для предотвращения опасного развития аварийных процессов.

О самовосстановлении электроэнергетических систем

Противоаварийное управление в ЭЭС традиционно включает превентивные, корректирующие и восстановительные управляющие воздействия на стадиях предупреждения аварии, ее возникновения и развития, восстановления системы [25, 26 и др.]. Превентивные управляющие воздействия связаны в основном с обеспечением выполнения

нормативных требований к параметрам предаварийного, промежуточных и послеаварийных режимов, они реализуются диспетчерским и оперативным персоналом, а также системами регулирования и режимной автоматикой. Корректирующие управляющие воздействия направлены на корректировку схемы и режима системы в случае выхода параметров режима за допустимые пределы с целью возврата ЭЭС в нормативно допустимое состояние, они выполняются теми же средствами, что и превентивные. Корректирующие управляющие воздействия также связаны с работой противоаварийной автоматики, противодействующей развитию аварийного процесса. Восстановительные управляющие воздействия направлены на восстановление ЭЭС и электроснабжения потребителей и реализуются диспетчерским и оперативным персоналом и, частично, противоаварийной и режимной автоматикой.

Сложившееся к настоящему времени понимание смысла термина «самовосстановление» (в англоязычной интерпретации – self-healing, «самолечение») включает все перечисленные стадии процесса и действующие на этих стадиях управляющие воздействия. При этом «самовосстановление», в соответствии с идеологией интеллектуальной ЭЭС, предполагает определенную «активность» управляемой системы под воздействием управляющей, т.е. необходимо рассматривать их как единую цельную суперсистему, включающую силовую составляющую и систему управления, защиты и автоматики, в том числе диспетчера-оператора. Эта управляющая подсистема поддерживается необходимым алгоритмическим обеспечением для настройки средств автоматического управления и определения управляющих воздействий с их реализацией автоматически или диспетчером [27, 28 и др.].

Активность интеллектуальной ЭЭС обеспечивается повышением автоматизации действий управляющей подсистемы с использованием интеллектуальных технологий и средств. В этом плане показательным примером является система автоматического противоаварийного управления, в том числе с учетом приведенных ранее возможностей ее развития на интеллектуальной основе. Современные интеллектуальные технологии и средства дают возможности эффективно решать необходимые задачи. Рассмотрим в качестве примера реализации подобных возможностей принципы самовосстановления системы электроснабжения после отказов ее элементов путем реконфигурации активной распределительной электрической сети на примере городской сети, представленной на рис. 7.2.5 [29].

Схема сети выполнена на напряжении 10 кВ с питанием от двух основных источников электроснабжения ($С_1$ и $С_2$) на напряжении

110 кВ. От распределительной сети снабжаются электроэнергией 15 фидеров нагрузки. Трансформаторы, линии и фидеры нагрузки подключены в схему посредством выключателей. Система электроснабжения отличается достаточно плотным размещением потребителей и короткими линиями между узлами распределительной электрической сети, что характерно для городских систем электроснабжения.

Придание активности сети осуществляется путем ее реконструкции с использованием реклоузеров и вводом дополнительных узлов и линий. Реконструированная электрическая сеть показана на рис. 7.2.6, где линии с реклоузерами в нормальном режиме отключены, с учетом этого электрическая сеть работает нормально, как радиальная.

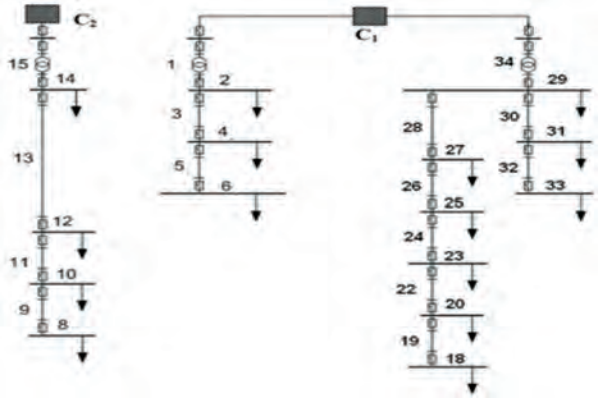


Рис. 7.2.5. ***Схема городской распределительной электрической сети***

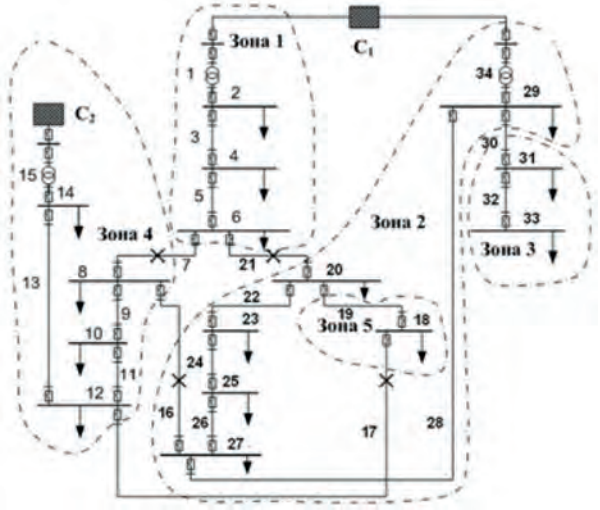


Рис. 7.2.6. ***Реконструированная городская распределительная электрическая сеть***

На рис. 7.2.5 и 7.2.6 номерами отмечены элементы схемы – трансформаторы, линии, шины, отказы которых моделируются в процессе расчетов.

Введем понятие операционной зоны электрической сети и поясним его содержание на примере схемы реконструированной сети, представленной на рис.7.2.6. Необходимость введения операционных зон обусловлена логикой работы реклоузеров. Операционные зоны формируются исходя из структуры сети и представляют собой совокупности элементов, объединяющихся по функциональному смыслу, определяемому логикой работы реклоузеров. Рассмотрим целесообразные автоматические операции в представленных операционных зонах, придающие свойство активности распределительной электрической сети.

Операционная зона 1. При отказе трансформатора 1 в данной операционной зоне происходит включение резервной линии 7, тем самым источник питания этой зоны изменяется и структура сети реконфигурируется. После этого, вследствие удаленности зоны 1 от источника питания C_2 напряжение на шинах 2 снижается до критического уровня, защита минимального напряжения отключает нагрузку, подключенную к этим шинам, тем не менее электроснабжение потребителей, подключенных к шинам 4 и 6, сохраняется.

Другой случай: на линии 3 происходит короткое замыкание, она отключается защитой. Автоматическое включение резервной линии 7 обеспечивает питание потребителей, подключенных к шинам 4 и 6. Аналогично, при коротком замыкании на линии 5 и ее отключении защитой, автоматическое включение резервной линии 7 обеспечивает питание потребителей, подключенных к шинам 6. При коротком замыкании на шинах 6 включение резервной линии 7 не происходит, однако питание потребителей, подключенных к шинам 2 и 4, может быть сохранено от источника C_1 при отключении линии 5.

В операционной зоне 2 реконфигурация схемы происходит аналогично: при отказах элементов в этой зоне автоматически включается линия 21, при этом сохраняется питание потребителей, подключенных к шинам этой зоны, в зависимости от того, какой элемент отказал. При отказе шин 20 резервная линия 21 не включается, питание потребителей этой зоны может быть сохранено от источника C_1 при отключении линии 22.

При отказе элемента в операционной зоне 3 реконфигурация сети не производится, так как эта зона имеет радиальную структуру, удалена территориально от других питающих шин и содержит неответственных потребителей, допускающих длительные перерывы электроснабжения.

В операционной зоне 4 переключения аналогичны таковым в зонах 1 и 2, при этом автоматически включается резервная линия 16. В операционной зоне 5 реконфигурация электрической схемы происходит аналогично путем автоматического включения линии 17.

Таким образом активность распределительной электрической сети придают скоординированные операции реклоузеров по включению резервных линий в зависимости от конкретной аварийной ситуации, обеспечивая тем самым самовосстановление системы электроснабжения и, как следствие, повышение ее надежности.

Литература

1. Управление мощными энергообъединениями / Н.И. Воропай, В.В. Ершевич, Я.Н. Лугинский и др.; Отв. редактор С.А. Совалов. М.: Энергоатомиздат, 1984, 256 с.

2. Blackout prevention in the United States, Europe and Russia/ Yu.V.Makarov, V.I.Reshetov, V.A.Stroev, N.I.Voropai // Proceedings of the IEEE, 2005, Vol.93, No.11, p. 1942-1955.

3. Besanger Y., Eremia M., Voropai N. Major grid blackouts: Analysis, classification, and prevention // Handbook of Electrical Power System Dynamics: Modeling, Stability, and Control. New Jersey:Wiley – IEEE Press, 2013, p. 789-863.

4. Отчет Комиссии РАО «ЕЭС России» по расследованию аварии в ЕЭС России, произошедшей 25 мая 2005 года. URL: http://www.raoees.ru/ru/news/account/show.cgi?content.htm

5. Bialek J.W. Why has it happened again? Comparison between the UCTE blackout in 2006 and the blackouts of 2003 // 2007 IEEE Power Tech, Lausanne, Switzerland, July 1-5, 2007, 6 p.

6. Надежность систем энергетики. Сборник рекомендуемых терминов // Отв. редактор Н.И. Воропай. М.: ИАЦ «Энергия», 2007, 192 с.

7. Fouad A.A., Zhou Qin, Vittal V. System vulnerability as a concept to access power system dynamic security // IEEE Transactions on Power Systems, 1994, Vol.9, No.2, p. 1009-1015.

8. Воропай Н.И. О живучести электроэнергетических систем // Надежность электроэнергетических систем: Справочник. М.: Энергоатомиздат, 2000, с. 157-174.

9. Эшби У.Р. Введение в кибернетику. М.: Мир, 1959, 432 с.

10. Воропай Н.И. Об учете фактора живучести при формировании основной электрической сети Единой электроэнергетической системы СССР // Известия АН СССР. Энергетика и транспорт, 1989, № 1, с. 65-70.

11. Amin M. Challenges in reliability, security, efficiency, and resilience of energy infrastructure: Toward smart self-healing electric power grid // 2008 IEEE PES General Meeting, Pittsburgh, USA, July 20-24, 2008, 5 p.

12. Knight U.G. System restoration following a major disturbance // Electra, 1986, No. 106, p. 33-61.

13. Восстановление электроэнергетических систем после крупных аварий / А.И. Воевода, Н.И. Воропай, А.М. Кроль и др.//Известия АН СССР. Энергетика и транспорт, 1991, №1, с. 16-27.

14. Воропай Н.И., Домышев А.В., Непомнящий В.А. Модели и методы исследования режимной надежности электроэнергетических систем // Надежность систем энергетики: Проблемы, модели и методы их решения. Новосибирск: Наука, 2014, с. 57-73.

15. Trends in microgrid control. IEEE-PES Task Force on Microgrid Control / D.E.Olivares, A.Mehrizi-Sani, A.H.Etemadi, e.a. // IEEE Transactions on Smart Grid, 2014, Vol.5, No.4, p. 1905-1919.

16. The control and analysis of self-healing urban power grid/Haoming Liu, Xingying Chen, Kun Yu, Yunhe Hou // IEEE Transactions on Smart Grid, 2012, Vol.3, No.3, p. 1119-1129.

17. Ефимов Д.Н. Анализ каскадно-развивающихся аварийных процессов // Снижение рисков каскадных аварий в электроэнергетических системах. Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2011, с. 12-26.

18. Воропай Н.И. Иерархическое моделирование и искусственный интеллект в исследованиях сложных электроэнергетических систем и управлении ими при крупных авариях // Известия РАН. Теория и системы управления, 2005, №1, с .152-158.

19. Абраменкова Н.А., Воропай Н.И., Заславская Т.Б. Структурный анализ электроэнергетических систем (В задачах моделирования и синтеза). Новосибирск: Наука, 1990, 224 с.

20. Agarkov O.A., Kychakov V.P., Voropai N.I. Transient stability studies of bulk power systems using the simplified and detailed mathematical models // 9th Power System Computation Conference, Cascais, Portugal, August 26-30, 1987, 7 p.

21. Воропай Н.И., Кроль А.М., Новорусский В.В. Разработка интеллектуальных средств поддержки решений по восстановлению энергообъединений после аварий // Известия РАН. Энергетика, 1996, № 1, с. 14-22.

22. Шульгинов Н.Г., Павлушко С.А., Дьячков В.А. Эффективное управление электроэнергетическими режимами работы ЕЭС России в современных условиях // Энергетик, 2013, № 6, с. 20-24.

23. Fardanesh B. Future trends in power system control // IEEE Computer Applications in Power, 2002, Vol.15, No.3, p. 24-31.

24. Интеллектуальная система для предотвращения крупных аварий в энергосистемах / Н.И. Воропай, М. Негневицкий, Н.В. Томин, Д.А. Панасецкий и др. // Электричество, 2014, № 8, с. 19-31.

25. Совалов С.А., Семенов В.А. Противоаварийное управление в энергосистемах. М.: Энергоатомиздат, 1988, 416 с.

26. The strategic power infrastructure defense (SPID) system. A conceptual design / C.-C. Liu, J. Jung, G.T. Heydt, e.a. // IEEE Control Systems, 2000, Vol.20, No.4, p. 40-52.

27. Бушуев В.В., Каменев А.С., Кобец Б.Б. Энергетика как инфраструктурная «система систем» // Энергетическая политика, 2012, Вып. 5, с. 3-14.

28. Lin Zhenzhi, Wen Fushuan, Xue Yusheng. A restorative self-healing algorithm for transmission systems based on complex network theory // IEEE Transactions on Smart Grid, 2016, Vol.7, No.4, p. 2154-2162.

29. Модель режимной надежности «активных» распределительных электрических сетей / Н.И. Воропай, З.А. Стычински, И.Н. Шушпанов и др. // Известия РАН. Энергетика, 2013, № 6, с. 70-79.

7.3. Мультиагентные технологии в исследованиях электроэнергетических систем и управлении ими

Агенты и мультиагентные системы

Мультиагентные технологии получают все большее распространение в электроэнергетических системах в двух аспектах: как методический аппарат для моделирования ЭЭС при решении различных задач, и как платформа для построения систем управления разного назначения в ЭЭС. К настоящему времени накоплен достаточно представительный опыт использования мультиагентного подхода применительно к различным проблемам электроэнергетики. В частности, детальный обзор [1, 2] обсуждает следующие направления применения мультиагентных технологий в исследованиях ЭЭС и управлении ими:

- мониторинг и диагностика состояния оборудования и объектов системы;
- диагностика послеаварийных ситуаций, возникающих после системных возмущений;
- создание распределенных систем управления для решения задач восстановления ЭЭС после аварий, управления режимами активных распределительных сетей, управления микросистемами, корабельными электрическими системами;
- создание новых схем защиты, толерантных к возмущениям и самокоординирующихся;
- использование мультиагентных систем (МАС) как платформы для моделирования и имитации в задачах исследования рыночных взаимодействий субъектов, планирования развития электрических сетей, имитации различных ситуаций в ЭЭС, а также для интеграции и координации разных моделей и программных средств.

Существует большое количество определений, что такое «агент». Это создает некоторые сложности при определении того, что такое мультиагентная система. Распространенное понимание МАС утверждает, что мультиагентная система – это распределенная сеть связанных саморегулируемых аппаратных и программных агентов, которые работают совместно с целью достижения некоторого общего результата. При этом агенты являются автономными структурами и взаимодействуют друг с другом посредством различных механизмов [1-3 и др.].

Простейшим является механизм «стимул-реакция», приводимый в действие информацией, получаемой от сенсоров. Преимущество такого реактивного принципа работы агента в быстрой, но не слишком осмысленной реакции на возмущения. Подобные агенты довольно просты в исполнении. Многие устройства, управляющие функционированием ЭЭС, такие как релейная защита, локальные устройства автоматики, автоматические регуляторы возбуждения генераторов и другие, можно рассматривать как агенты с простейшим реактивным механизмом действия. В МАС с подобной реактивной архитектурой каждый агент обладает весьма ограниченным либо даже нулевым набором знаний о других агентах и это является причиной очень слабой координации агентов или вовсе ее отсутствия.

Другой тип архитектуры МАС – многослойная архитектура, которая, помимо реактивного взаимодействия, включает совещательное поведение агентов. Эта архитектура поддерживает важное свойство МАС – принцип общения агентов. Если агенты хотят взаимодействовать друг с другом с целью координации действий, они должны обмениваться сообщениями, используя некоторый язык. В настоящее время наиболее популярным языком межагентного взаимодействия является язык FIPA (The Foundation for Intelligent, Physical Agents). Координация агентов может быть налажена путем применения различных подходов, таких как организационное структурирование или распределенное мультиагентное планирование [3].

Используется понятие интеллектуального агента, которому присущи следующие три характеристики:

- реактивность в отмеченном выше смысле как отклик на внешний сигнал;
- проактивность, отражающая целенаправленное поведение интеллектуального агента;
- социальная способность в плане предрасположенности интеллектуального агента к взаимодействию с другими интеллектуальными агентами.

Организационное структурирование обеспечивает координацию интеллектуальных агентов через определение ролей, каналов связи и полномочий. Организационное структурирование – простой путь для разрешения конфликтов между интеллектуальными агентами с целью обеспечения их согласованного поведения. Система централизованного противоаварийного управления ЭЭС России – пример организационного структурирования: существует агент координиру-

ющего центра управления, который обладает некоторым набором знаний о текущем и перспективном состояниях системы и устанавливает правила поведения для остальных агентов в соответствии с иерархической структурой МАС. Однако подобное своевременное централизованное управление сложно осуществить в случаях, когда имеется дефицит времени для сбора информации, определения и реализации управляющих воздействий.

В основе распределенного мультиагентного планирования лежит иной способ устранения несогласованного и конфликтного поведения интеллектуальных агентов. Для этого строится план, в котором описываются всевозможные действия агентов и их взаимодействия, необходимые для достижения общей глобальной цели. В процессе функционирования интеллектуальные агенты взаимодействуют с целью внесения поправок в свои индивидуальные планы до тех пор, пока все конфликты не будут устранены.

Рассматриваются потенциальные достоинства мультиагентных технологий в следующих перспективных электроэнергетических направлениях [1]:

- мультиагентные системы как методический подход для конструирования робастных, гибких и развиваемых систем – как ЭЭС, так и систем управления ими;
- мультиагентные системы как технология моделирования при решении сложных проблем и систем в электроэнергетике.

Далее в качестве иллюстрации возможностей мультиагентного подхода рассмотрены две задачи, реализованные на базе этих технологий.

Мультиагентная система для оценивания состояния электроэнергетических систем

Оценивание состояния (ОС) современных ЭЭС – задача получения сбалансированного установившегося режима системы на основе измерений параметров режима, содержащих погрешности измерений. Это сложная задача, при решении которой возникают проблемы, связанные с неоднородностью рассчитываемых схем, большим объемом обрабатываемой информации, требованием высокого быстродействия программных средств.

Распределенная обработка данных при декомпозиции задачи оценивания состояния является эффективным методом решения указан-

ных проблем. Задача решается методом контрольных уравнений, связывающих измеренные параметры режима [4], при этом используются структурная декомпозиция задачи посредством разбивки расчетной схемы на подсистемы и функциональная декомпозиция на подзадачи обнаружения плохих данных, содержащих большие погрешности, и оценивание состояния на основе квадратичного и робастного критериев. Реализация декомпозиционного алгоритма оценивания состояния ЭЭС выполнена на базе мультиагентного подхода [5]. Структура разработанной мультиагентной системы (МАС) представлена на рис. 7.3.1, где $МАС_0$ – общая МАС, содержащая всех агентов и выполняющая координирующие функции; $МАС_i$ – МАС, содержащая в себе подсистемы агентов на всех уровнях напряжения; $МАС_{ij}$ – МАС подсистемы ij–го уровня напряжения, передает на более низкий уровень значения напряжений и фазовых углов для своих граничных узлов, содержит в себе локальную мультиагентную систему, состоящую из трех агентов:

$А_{пд}$ – агент плохих данных, осуществляет обнаружение плохих данных, в зависимости от результатов своей работы запускает агента $А_{нк}$ или агента $А_{рк}$;

$А_{нк}$ – агент оценивания состояния по методу взвешенных наименьших квадратов, запускается агентом $А_{пд}$ в случае обнаружения или отсутствия плохих данных;

$А_{рк}$ – агент оценивания состояния по робастному критерию, запускается агентом $А_{пд}$ в случае невозможности идентификации плохих данных;

$А_к$ – агент-координатор, координирует расчеты отдельных подсистем, рассчитывает активные и реактивные мощности в граничных узлах.

Появление WAMS (Wide Area Monitoring System), важным измерительным оборудованием которых являются приборы для измерения комплексных электрических величин PMU, позволяет контролировать состояние ЭЭС синхронно и с высокой точностью, и тем самым существенно улучшить результаты оценивания состояния системы. Использование измерений PMU открывает также новые возможности при декомпозиции задачи оценивания состояния.

По сравнению со стандартным набором традиционных телеизмерений, получаемых от системы SCADA, PMU, установленное в узле, может обеспечить практически точное (погрешность 0,2-0,5%) измерение модуля и фазы напряжения в этом узле, а также модулей и фаз токов в смежных с этим узлом ветвях. Установка PMU в граничных между подсистемами узлах позволяет зафиксировать граничные переменные U и δ на измеренных с высокой точностью значениях. В этом случае

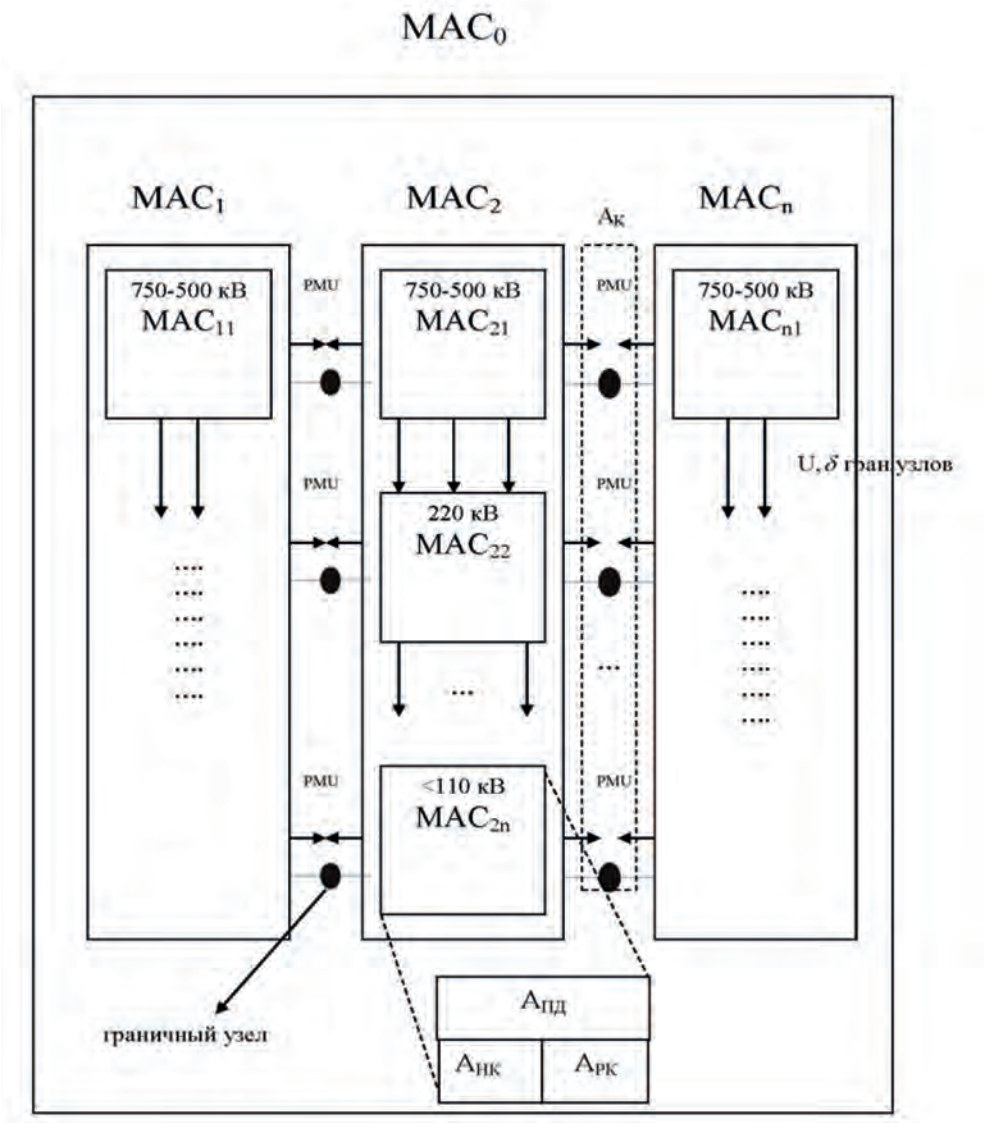


Рис. 7.3.1. ***Структура разработанной МАС для оценивания состояния ЭЭС***

режимы отдельных подсистем могут рассчитываться независимо друг от друга, а решение координационной задачи состоит в расчете узловых инъекций, используя оценки перетоков мощности. Идея такой декомпозиции задачи оценивания состояния привлекательна, но из-за высокой стоимости устройств PMU реально может использоваться лишь при небольшом количестве граничных узлов. Предложенный в [6] метод разбивки расчетной схемы по уровням напряжений позволя-

ет существенно понизить негативное влияние на решение задачи неоднородности расчетной схемы и телеметрической информации при расчете подсистем одного класса напряжения, но для сложно-замкнутых схем неизбежно приводит к большому количеству граничных узлов. Поэтому был реализован алгоритм разбивки расчетной схемы на подсистемы, использующий положительные свойства обоих подходов.

Применение мультиагентной технологии при решении задачи оценивания состояния ЭЭС позволяет:

1) выполнять параллельную обработку данных для локальных подсистем существенно меньшей размерности по сравнению с исходной схемой;

2) координировать взаимодействие между задачами, решаемыми на разных уровнях;

3) организовать гибкий выбор метода решения той или иной задачи оценивания состояния для каждой подсистемы;

4) интегрировать методы искусственного интеллекта и численные методы решения задач;

5) ускорить процесс обработки телеизмерений и, соответственно, уменьшить время оценивания состояния системы.

Мультиагентная система противоаварийного управления в электроэнергетических системах

Рассматривается проблема устойчивости по напряжению ЭЭС сложно-замкнутой структуры с линиями средней и небольшой протяженности. В настоящее время основным средством противодействия нарушению устойчивости ЭЭС по напряжению является локальная автоматика ограничения снижения напряжения (АОСН), которая отключает нагрузку по факту локального снижения напряжения. При этом действие АОСН практически никак не координируется с другими устройствами противоаварийного управления. Помимо этого, становится все сложнее находить потребителей, соглашающихся на отключение нагрузки противоаварийной автоматикой. Для минимизации отключений нагрузки принципы противоаварийного управления должны использовать все имеющиеся возможности различных локальных устройств – автоматических регуляторов возбуждения синхронных машин, автоматического регулирования коэффициентов трансформации, источников реактивной мощности и т.д. Для эффективной реали-

зации управляющих воздействий потребуется координация различных непрерывных и дискретных систем управления при использовании современных технических средств и информационных технологий [7].

Для реализации принципов координированного противоаварийного управления в данном случае можно использовать традиционный подход, заключающийся в создании централизованного двухуровневого комплекса противоаварийной автоматики для управления напряжением и реактивной мощностью с помощью координации действия локальных устройств управления центральным координирующим устройством. Этот подход имеет ряд недостатков, связанных, в частности, со скоростью реализации управляющих воздействий. Предложен другой подход, заключающийся в реализации децентрализованной адаптивной системы противоаварийного управления, основанной на предсказании потенциальной аварийной (критической) ситуации и координации отдельных локальных устройств и построенной на базе принципов распределенного искусственного интеллекта с использованием мультиагентной технологии [7].

С точки зрения рассматриваемой проблемы индикаторами критической ситуации могут быть существенное снижение напряжений на шинах подстанций и потребителей, а также недопустимое увеличение выработки реактивной мощности генераторами, которое сопровождается перегрузкой статорных и/или роторных цепей.

Принципы работы предлагаемой мультиагентной системы противоаварийного управления проиллюстрированы в [7] на тестовой схеме, включающей две подсистемы – передающую и распределительную части ЭЭС, при этом МАС состоит из двух типов агентов – агенты нагрузок и агенты генераторов.

Любой агент в любой момент времени имеет доступ к следующему набору локальных данных:

- локальные параметры режима ЭЭС (напряжения, перетоки активной и реактивной мощности и др.);
- характеристики работы оборудования (номер отпайки устройства регулирования под нагрузкой трансформатора, ток возбуждения генератора и т.п.).

Любой агент в любой момент времени имеет две цели:

- локальную – поддержание локальных параметров режима и характеристик работы локального оборудования в допустимых пределах;
- глобальную – предотвращение лавины напряжения.

Для обеспечения независимой работы различных частей МАС каждый агент должен обладать знаниями лишь о тех агентах, которые оказывают значимое влияние на его работу. В этом плане распределительная часть ЭЭС оказывает минимальное влияние на ее передающую часть и может рассматриваться независимо. Агенты внутри МАС координируют свою работу путем обмена сообщениями друг с другом. Рассмотрим примеры поведения агентов генератора и нагрузки в конкретных ситуациях.

Агент генератора получает локальную информацию о значениях токов статора и ротора и других параметров режима и характеристик оборудования в текущей аварийной ситуации. Если значение тока статора или ротора превышает максимально допустимое значение, агент генератора пытается исключить возможность отключения генератора вследствие перегрузки. Для этого он отправляет сообщения другим агентам (генераторов и нагрузок), которые в состоянии снизить дефицит реактивной мощности в поврежденной подсистеме. Агент генератора может также использовать некоторый набор правил, которые позволяют ему решить, стоит ли отправлять сообщения тому или иному агенту. Если процесс увеличения выработки реактивной мощности закончился, но генератор все еще находится в перегруженном состоянии, то агент генератора инициирует процедуру отключения нагрузки потребителей с реализацией рационального состава отключаемых электроприемников по экономическим, надежностным и другим соображениям.

В другой аварийной ситуации алгоритм поведения данного агента генератора и его взаимодействия с другими агентами генераторов и нагрузок будет другим.

Аналогичным образом функционирует агент нагрузки [7]. Он получает локальную информацию о первичном и вторичном напряжениях на шинах подстанции, о перетоках активной мощности и о номере отпайки регулятора под нагрузкой трансформатора нагрузки. Агент нагрузки принимает участие в процедуре отключения нагрузки. Он также может отключать нагрузку независимо в случае критического снижения напряжения на шинах его подстанции. Если агент нагрузки находится на подстанции, на которой установлен трансформатор передающей части сети, то он может принимать участие в регулировании реактивной мощности, изменяя отпайку регулятора под нагрузкой трансформатора до тех пор, пока первичное напряжение не снизится или вторичное напряжение не повысится до некоторого заданного значения. Изменяя отпайку, агент нагрузки должен координировать свои действия с агентами генераторов передающей части сети и с другими агентами нагрузок.

Иллюстрация эффективности разработанной МАС противоаварийного управления (ПАУ) для тестовой схемы ЭЭС при некотором заданном сценарии аварийного процесса показана на рис. 7.3.2, 7.3.3.

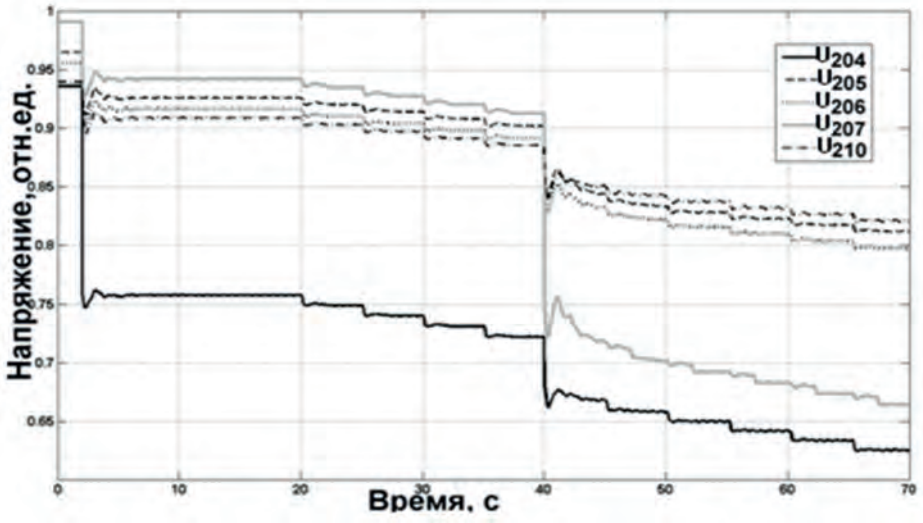


Рис. 7.3.2. ***Напряжение на шинах узлов нагрузки тестовой ЭЭС при исследовании автоматики, основанной на традиционных принципах***

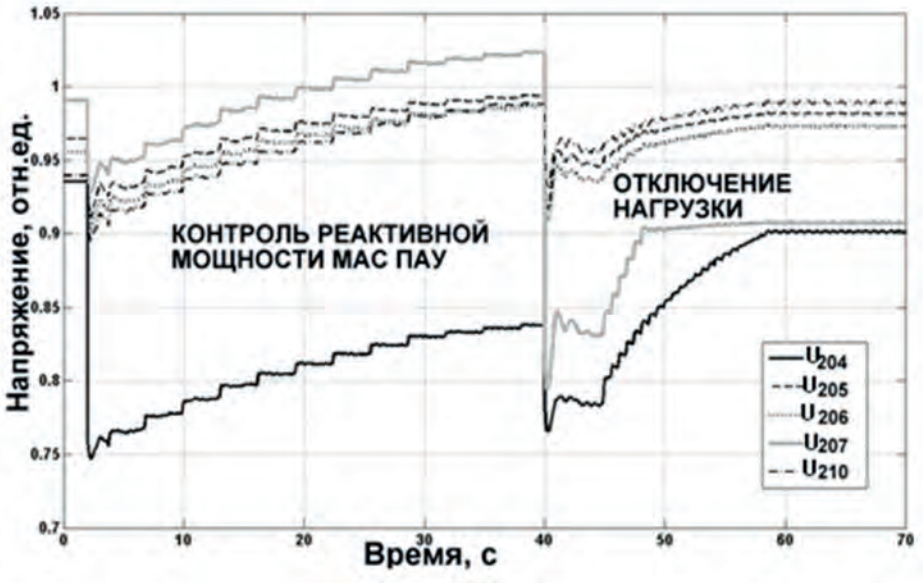


Рис. 7.3.3. ***Напряжение на шинах узлов нагрузки тестовой ЭЭС при исследовании автоматики, использующей мультиагентный подход***

Таким образом, приведенные примеры использования мультиагентных технологий при решении двух конкретных задач моделирования и управления в ЭЭС демонстрируют очевидные преимущества этого подхода по сравнению с традиционными технологиями.

Литература

1. Multi-agent systems for power engineering applications – Part I: Concepts, approaches, and technical challenges / S.D.J. McArthur, E.M. Davidson, V.M. Catterson, e.a. // IEEE Transactions on Power Systems, 2007, Vol. 22, No. 4, p. 1743-1752.

2. Multi-agent systems for power engineering applications – Part II: Technologies, standards, and tools for building multi-agent systems/ S.D .J. McArthur, E.M. Davidson, V.M. Catterson, e.a. // IEEE Transactions on Power Systems, 2007, Vol.22, No.4, p. 1753-1759.

3. Bellifemine F., Caire G., Greenwood D. Developing multi-agent systems with JADE. London: Wiley, 2007, 336 p.

4. Оценивание состояния в электроэнергетике / А.З. Гамм, Л.Н. Герасимов, И.И. Голуб и др. М.: Наука, 1983, 304 с.

5. Колосок И.Н., Пальцев А.С. Разработка мультиагентной системы для распределенного оцнивания состояния ЭЭС // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Сб. науч. тр. Иркутск: ИСЭМСОРАН, 2009, вып. 59, с. 234-240.

6. Gamm A.Z., Kolosok I.N., Paltsev A.S. Methods for decomposition of EPS state estimation problem when solving it on the basis of multiagent technologies // Sci. Proc. of Riga Technical University «Power and Electrical Engineering», Riga, 2007, p. 205-214.

7. Панасецкий Д.А., Воропай Н.И. Развитие принципов противоаварийного управления для обеспечения устойчивости по напряжению электроэнергетических систем // Электричество, 2011, № 8, с. 6-14.

7.4. Краткосрочное прогнозирование параметров ЭЭС на базе интеллектуальных моделей

Необходимым условием эффективного управления современными ЭЭС является наличие инструмента краткосрочного прогнозирования. Актуальность этой задачи определяется тем, что при анализе и формировании управляющих воздействий только по прошлым данным получается запаздывающая реакция на поведение ЭЭС, что является причиной завышенных требований к запасам статической и динамической устойчивости, а также снижает эффективность систем управления. При решении задач управления в современных ЭЭС необходим прогноз:

- поведения систем управления и регулируемых элементов;
- поведения нагрузки и генерации с учетом графиков или профилей нагрузок;
- случайного изменения нагрузки с использованием статистических данных по отклонениям;
- аварий и отказов с учетом вероятности отказов отдельных элементов;
- ряда зависимых характеристик для системы управления (мощность ветроустановок, цены на электроэнергию и др.).

Соответственно, инструмент краткосрочного прогнозирования должен обеспечить прогнозные значения режимных параметров ЭЭС (совместно с их вероятностными характеристиками), а также набор наиболее вероятных вариантов, отличных от основного прогноза. Задачи краткосрочного прогнозирования требуют индивидуальной настройки под каждую реальную систему регулирования, управления, под конкретный состав нагрузки в узлах ЭЭС. Кроме того, усложнение топологии электрических сетей, увеличение количества возобновляемых источников энергии в общей доле генерации, а также особенности либерализованного рынка электроэнергии многих стран вынуждают специалистов искать новые подходы по прогнозированию с целью повышения точности предсказания резкоизменчивых, нестационарных временных рядов, которые характеризуют многие реализации параметров современных ЭЭС.

Традиционно задача краткосрочного прогнозирования параметров в ЭЭС выполнялась преимущественно с использованием статистических методов, основанных, например, на авторегрессии интегрированного скользящего среднего (АРПСС), фильтре Калмана [1-4]. Тем

не менее за последние несколько десятилетий методы машинного обучения прежде всего искусственные нейронные сети (ИНС) [5-7], метод опорных векторов (МОВ) [8-11], деревья решений (ДР) [12, 13], продемонстрировали высокую производительность в задачах классификации и регрессии в области машинного обучения, что естественным образом привлекло внимание со стороны исследователей, специализирующихся в решении прогнозных задач в электроэнергетике.

Наиболее популярными среди машинных подходов в прогнозных задачах до последнего времени оставались модели на базе ИНС. Исследования показывали, что по сравнению с традиционными статистическими алгоритмами нейросетевой подход имеет ряд уникальных особенностей, в том числе: 1) нелинейная аппроксимация сложных зависимостей, 2) умение успешно справляться с «проклятием размерности» и 3) гибкость и универсальность, что дает возможность применять их к более сложным моделям [14].

Типичный вид нейросетевой архитектуры представлен на рис. 7.4.1. Различные способы объединения нейронов между собой и организации их взаимодействия привели к созданию ИНС разных типов. Среди множества существующих структур ИНС отметим многослойный персептрон (МП), ИНС на основе радиально-базисных функций (РБФ), сеть Элмана и обобщенно-регрессионную сеть (ОРС), как получившее наибольшее применение для краткосрочного прогнозирования параметров ЭЭС [15].

Сеть МП состоит из нейронов, расположенных на разных уровнях, причем помимо входного и выходного слоев имеется еще как минимум один внутренний, т.е. скрытый, слой. Цель обучения МП состоит в подборе таких значений весов для всех слоев сети, чтобы при заданном входном векторе получить на выходе значения сигналов, которые с требуемой точностью будут совпадать с ожидаемыми значениями. В настоящее время одной из наиболее эффективных процедур обучения МП является алгоритм обратного распространения ошибки [16]. Сети РБФ являются частным случаем двухслойной сети прямого распространения. Каждый элемент скрытого слоя использует в качестве активационной функции радиальную базисную функцию типа гауссовой. Радиальные нейронные сети относятся к той же категории сетей, обучаемых с учителем, что и МП. По сравнению с МП, имеющими сигмоидальные функции активации, они отличаются некоторыми специфическими свойствами, обеспечивающими более простое отображение характеристик моделируемого процесса. Сеть ОРС, в свою очередь, представляет собой структуру, содержащую наряду со скрытым радиальным слоем

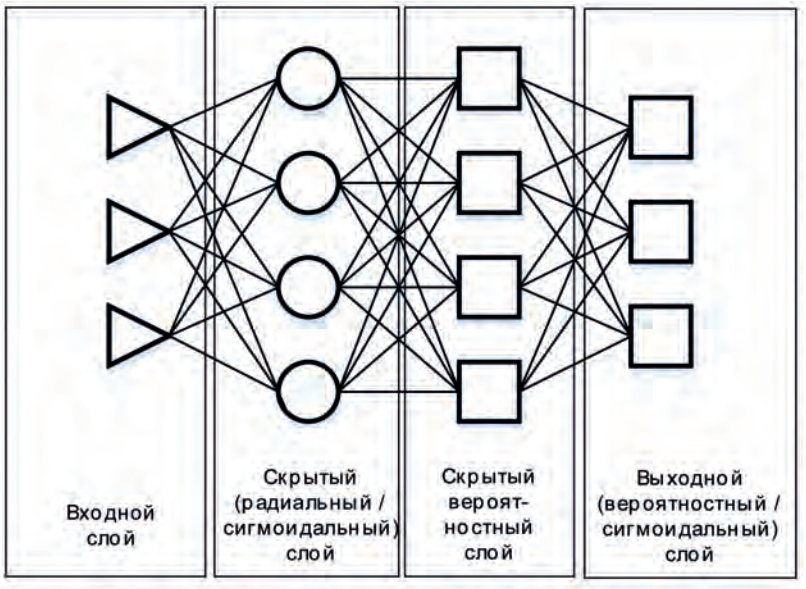


Рис. 7.4.1. ***Обобщенная нейросетевая структура***

и вероятностный скрытый и выходной слои. Выходное значение ОРС имеет вероятностный смысл, поэтому его легче интерпретировать. При небольшом объеме данных сеть очень быстро обучается [17].

Наряду с ИНС высокую эффективность демонстрируют прогнозные модели на основе метода опорных векторов (МОВ) [17]. Этот метод является нелинейным вариантом метода обобщенных портретов, предложенного В.Н. Вапником в 1963 г. [20], и широко используется для решения задач классификации и регрессионного анализа. Методологически МОВ, подобно ИНС, опирается на известную теорему Ковера [21] о повышении вероятности линейной разделимости образов при преобразовании нелинейной задачи классификации образов в пространство более высокой размерности.

В работе [22] авторы проводят сравнительный анализ эффективности различных моделей при прогнозировании потребления электро-

Таблица 7.4.1

Результаты прогноза потребления электроэнергии в одном из энергорайонов Гонконга на базе различных моделей

Модель прогнозирования	Средняя относительная ошибка,%
Линейная регрессия	7,6-8,2
Искусственная нейронная сеть	5,5-6,7
Деревья решений	4,8-5,6

энергии в одном из энергорайонов Гонконга. В работе были собраны многочисленные данные по разным характеристикам и особенностям отдельных потребителей электрической энергии. Измерения, при этом, выполнялись ежедневно и были проведены как зимой, так и летом. После обработки проведен анализ данных и построены три модели прогнозирования энергопотребления: линейная регрессия, искусственные нейронные сети, деревья решений. Как видно из табл. 7.4.1 лучший результат дают ИНС и деревья решений с отклонением от истинного значения в 5-6%.

Как показывают исследования, модели на основе ДР представляют собой перспективную технологию для прогнозирования сложных нестационарных реализаций, которые не всегда могут быть обработаны на базе нейросетевых моделей. По сути, ДР представляют собой так называемые «жадные» алгоритмы[11] построения модели принятия решений, использующиеся в статистике и анализе данных для прогнозных моделей. Структура ДР представляет собой «листья» и «ветки». На ребрах («ветках») дерева решения записаны атрибуты, от которых зависит целевая функция, в «листьях» записаны значения целевой функции, а в остальных узлах — атрибуты, по которым различаются случаи. Модель ДР позволяет получать стабильные решения, сравнимые с МОВ и ИНС, не используя при этом больших вычислительных мощностей, требуемых предыдущими моделями.

При этом наиболее популярной модификацией алгоритма ДР, применяемой для задач прогнозирования, стали модели «случайного леса» (от англ. Random Forest), которые позволяют строить множество деревьев на различных подмножествах обучающей выборки и, вследствие закона больших чисел, получают лучшие результаты путем выбора среднего из всех прогнозов деревьев. В [23] приведены результаты краткосрочного прогнозирования выработки мощности и скорости ветра для ветроэнергетических установок на базе различных моделей машинного обучения (рис. 7.4.2). Расчеты выполнены для электрических сетей Апшеронского полуострова (республика Азербайджан), содержащих ветроэнергетические установки. Как явствует из табл. 7.4.2 модели на базе МОВ и алгоритма случайного леса являются более точными по сравнению с нейросетевыми моделями.

Отдельным перспективным направлением являются «глубокие» ИНС. Под глубинным или глубоким обучением (англ. Deep learning)

[11] «Жадный» алгоритм (англ. Greedyalgorithm) — алгоритм, заключающийся в принятии локально оптимальных решений на каждом этапе, допуская, что конечное решение также окажется оптимальным [24].

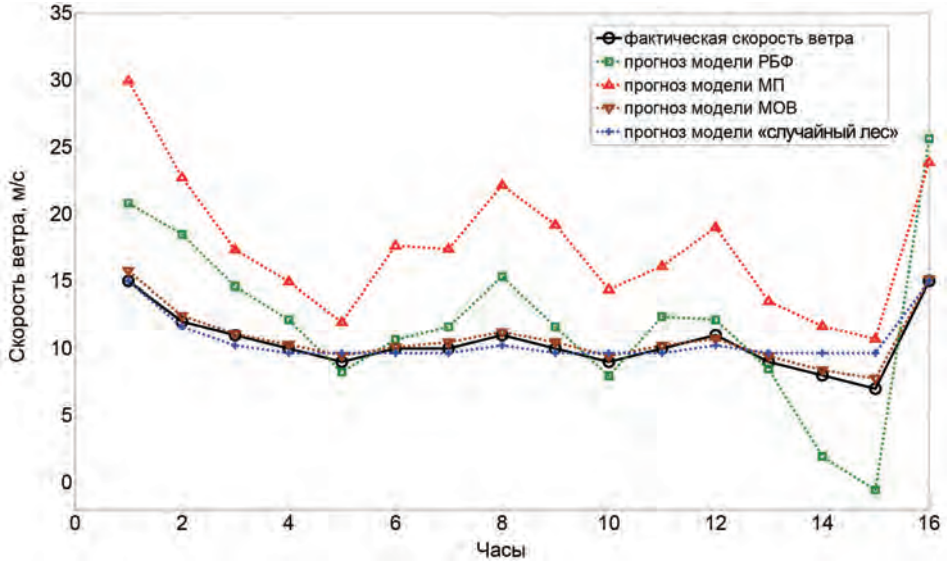


Рис. 7.4.2. ***Результаты краткосрочного прогнозирования скорости на 1 час вперед на базе различных моделей машинного обучения***

понимается набор алгоритмов машинного обучения, которые пытаются моделировать высокоуровневые абстракции в данных, используя архитектуры, состоящие из множества нелинейных трансформаций [25]. При этом под термином «глубина» в данном случае понимается глубина графа вычислений модели — максимальная длина между входным и выходным узлами конкретной архитектуры. В случае, например, простой ИНС прямого распространения глубина соответствует количеству слоев сети.

В [26] для предсказания потребления электроэнергии в различных районах г. Палермо (Италия) на основе множества зависимых факто-

Таблица 7.4.2

Результаты прогнозирования скорости ветра для ветроэнергетических установок Апшеронского полуострова, Азербайджан

Модели прогнозирования	Среднеквадратичная ошибка,%	Средняя абсолютная ошибка
Многослойный персептрон, МП	8,11	7,21
Нейросеть на базе радиально-базисной функции, РБФ	4,71	3,51
Машина опорных векторов, МОВ	0,42	0,31
Модель случайного леса	0,89	0,62

ров использовалась рекуррентная ИНС. Данный тип ИНС относится к «глубоким» нейросетям, обладающим свойством памяти и часто использующимся при анализе временных явлений. В приведенном исследовании были собраны многочисленные данные об энергопотреблении по отдельным районам города, а также различные погодные показатели в регионе. Измерения проводились каждый час. После обработки данных в работе были определены новые переменные на основе старых, а именно: индекс Humidex, представляющий собой наиболее популярную меру дискомфорта погодных условий и вероятностный индекс HS, рассчитываемый как индекс Humidex, только с учетом вероятности включения термостатов у потребителей. В результате удалось достигнуть минимальную ошибку прогноза, равную 4%.

Несмотря на несомненные достоинства отмеченных моделей машинного обучения, многие исследователи считают, что вопрос о высокой эффективности данных методов все еще остается открытым [18] и требует дальнейших исследований. Одним из наиболее перспективных направлений представляется использование гибридных подходов [17]. Например, в [17] модели ИНС и МОВ в комбинации с преобразованием Гильберта-Хуанга (ПГХ); в [27] методология Бокса-Дженкинса дополнена ИНС; нейросетевые модели в комбинации с методами нечеткой логики предложены в [28]; модели, комбинирующие ИНС и теорию всплесков, представлены в [29]. Достаточно подробный обзор методов на основе алгоритмов нечеткой логики приведен в [30, 31]. Успех гибридных подходов объясняется разделением задачи построения прогнозной модели на два базовых этапа: этап предобработки данных с целью выделения признаков, являющихся наиболее значимыми для прогноза, и непосредственно этап идентификации динамической прогнозной модели.

В [17] предложена модификация адаптивного подхода к прогнозированию временных рядов (рис. 7.4.3). В основе подхода лежит сочетание эффективного аппарата анализа нестационарных временных рядов на базе ПГХ и алгоритмов машинного обучения.

На первом этапе исходный сигнал разлагается в специальный эмпирический адаптивный ортогональный базис и применяется интегральное преобразование Гильберта. На втором этапе полученные модальные функции и мгновенные амплитуды используются для автоматического нахождения оптимальных комбинаций входных переменных для последующего применения алгоритмов прогнозирования с использованием обучаемых моделей МОВ, ИНС и ДР. Отбор значимых компонент преобразованного ряда может быть выполнен на базе различных

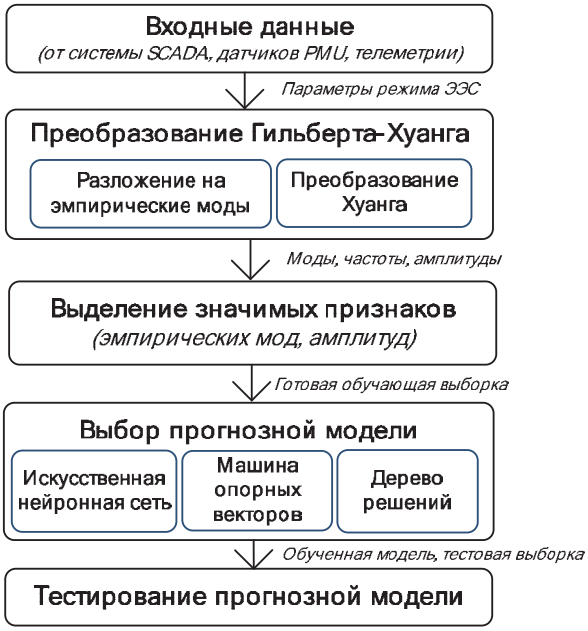


Рис. 7.4.3. ***Общая диаграмма гибридного подхода для создания прогнозных моделей***

подходов: метода имитации «отжига», генетического алгоритма и т.д. Таким образом, применение ПГХ и методик отбора значимых признаков позволяют убрать компоненты шума из исходного прогнозируемого параметра, что позволяет повысить точность предсказания в условиях существенной нестационарности временного ряда, наличия «плохих данных» и т.п.

Эффективность данного гибридного подхода продемонстрирована на реальных данных в различных тестовых задачах:

1) при сверхкраткосрочном прогнозировании перетоков активной мощности участка тяговой подстанции «Гидростроитель» – Коршуниха, Россия, Иркутская обл. (рис. 7.4.4) [15];

2) при прогнозировании скорости ветра на 24 часа вперед для задач управления режимами ветровых электростанций региона Валентия, Ирландия (рис. 7.4.5) [32];

3) при прогнозировании цен на электроэнергию на 1 час вперед по данным Североевропейской энергетической биржи и Австралийской национальной энергетической биржи (рис. 7.4.6, 7.4.7) [18].

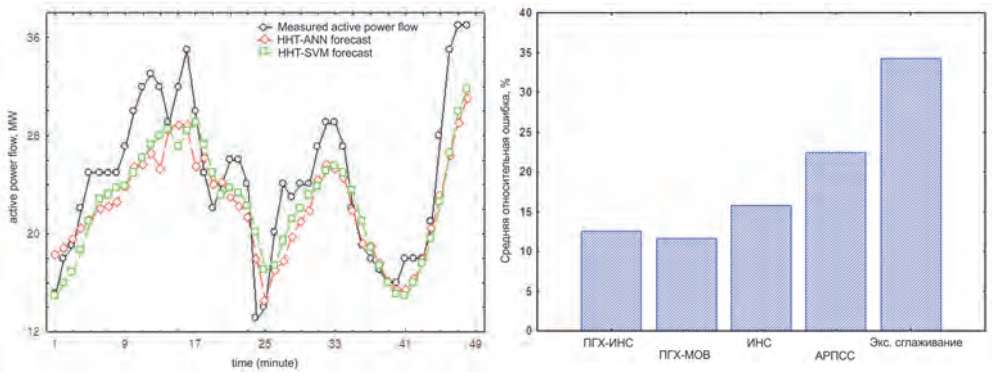


Рис. 7.4.4. ***Результаты прогнозирования перетока активной мощности тяговой подстанции, Иркутская обл., Россия***

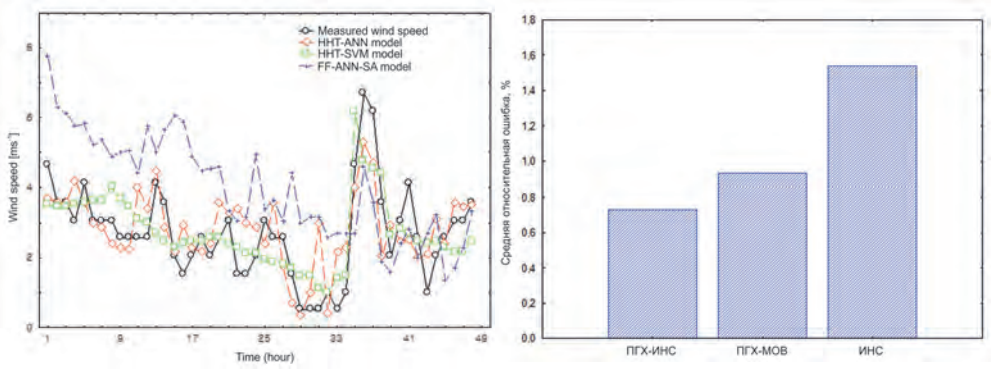


Рис. 7.4.5. ***Результаты прогнозирования скорости ветра «на 24 часа вперед», Валентия, Ирландия***

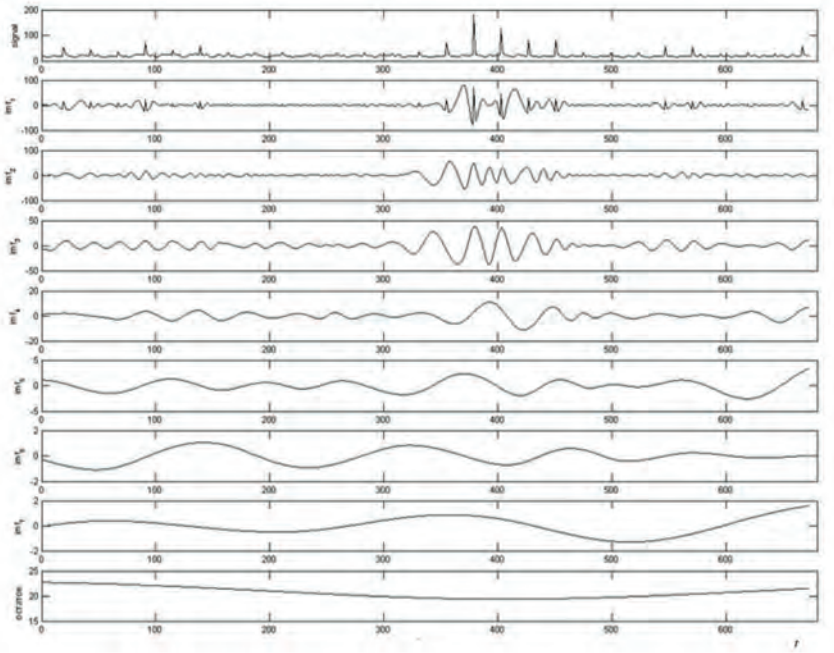


Рис. 7.4.6. ***Результаты разложения на эмпирические моды цен на электроэнергию для зоны Южного Уэльса (Австралия) для периода 23 апреля – 21 мая 2006 г.***

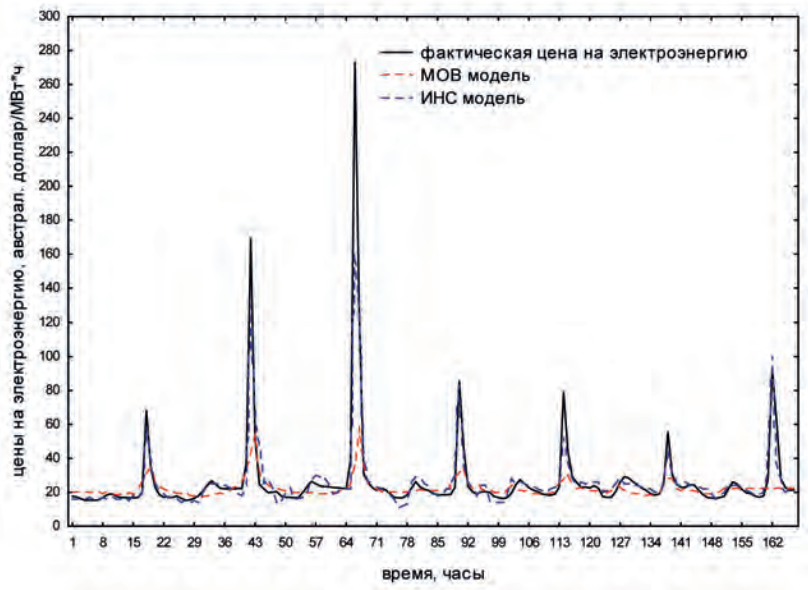


Рис. 7.4.7. ***Результаты прогнозирования цен на электроэнергию рынка Австралии на 1 час вперед с использованием ПГХ-ИНС и ПГХ-МОВ гибридных моделей***

7.5. Мониторинг и управление режимной надежностью ЭЭС на базе технологий искусственного интеллекта

С переходом к рыночным отношениям ЭЭС вынуждены часто работать на пределе запасов по надежности. При таких условиях любое возмущение, особенно сверхнормативное, может привести к снижению надежности системы вплоть до ее развала (к примеру, коллапса напряжения). Вследствие этого, системные операторы должны четко «чувствовать» границу по надежности во всех режимах работы ЭЭС, что очень сложно сделать без анализа, связанного с большим объемом вычислений. Проблема усугубляется еще и тем, что граница постоянно изменяется. Поэтому необходимы быстродействующие методы мониторинга режимной надежности в реальном времени, которые могут анализировать уровень надежности, точно отслеживать границу, чувствовать наиболее уязвимые области вдоль нее. При этом традиционные методы оценки надежности и устойчивости ЭЭС включают численные решения нелинейных уравнений перетоков мощности и исследования переходных процессов с детальным моделированием для всех значимых нарушений режима работы ЭЭС. Из-за комбинаторной природы проблемы эти подходы требуют большого времени вычислений и, следовательно, не могут быть эффективно использованы в режиме реального времени.

Начиная с начала 90-х гг. прошлого столетия были разработаны различные подходы и технологии для автоматизации этого процесса. К ним можно отнести приближенные методы на основе искусственного интеллекта, такие как алгоритмы машинного обучения [33-37], мультиагентные системы [38, 39], экспертные системы [40, 41] и др. Однако большинство интеллектуальных подходов к мониторингу и управлению статической и динамической режимной надежности ЭЭС, как и в задаче прогнозирования, используют алгоритмы машинного обучения, такие как модели ИНС [33, 34, 41], ДР [42-44], МОВ [45], модели «глубинного обучения» [46] и т.д. Такое положение дел, прежде всего, связано со способностями этих алгоритмов к быстрому распознаванию образов (или так называемых «режимных паттернов»), обучению/обобщению и, что существенно, высокой скоростью идентификации границ неустойчивости ЭЭС, что очень важно при оценке режимной надежности в реальном времени. Основной принцип такого машинного подхода заключается в обучении модели с достаточной точностью автоматически оценивать режим энергосистемы по критерию надежный/ненадежный на базе значимых классификационных признаков

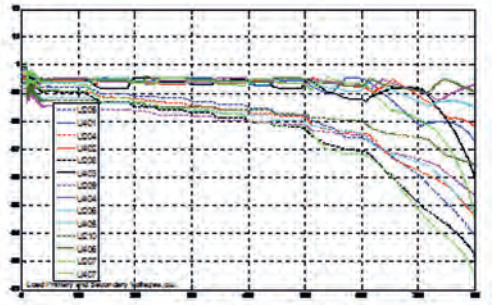
состояния ЭЭС. Множество таких признаков получают на основе случайно сгенерированной выборки данных, содержащей набор реально возможных состояний ЭЭС. Конечной целью является получение универсального классификатора состояний ЭЭС, способного на основе определенных индексов надежности системы отслеживать опасные предаварийные режимы и предсказывать аварийные ситуации.

Из всех методов машинного обучения именно ИНС и РД получили наиболее широко распространение для задач оценки статической и динамической надежности [33, 37]. В задачах мониторинга и управления режимной надежности ЭЭС используется МП [33], рекуррентная сеть Элмана [47], самоорганизующиеся карты Кохонена [34, 48], сеть РБФ [49] и др. В [34] предложен гибридный подход к мониторингу и управлению режимной надежности на основе совместного использования нейросети Кохонена и мультигентной системы управления (рис. 7.5.1а). Сеть Кохонена обучалась в автономном режиме распознавать различные режимы работы ЭЭС и впоследствии использовалась для «онлайн» классификации состояний ЭЭС на основе шаблонов, созданных в автономном режиме. При этом кластеризация состояний основана на критериях «аварийный или неаварийный режим», которые, в свою очередь, подразделяются на «нормальный», «утяжеленный (предупредительный)», «аварийный (корректируемый)» и «аварийный (некорректируемый)». В случае идентификации опасного состояния ЭЭС сеть Кохонена взаимодействовала с мультиагентной системой для предотвращения серьезной аварии.

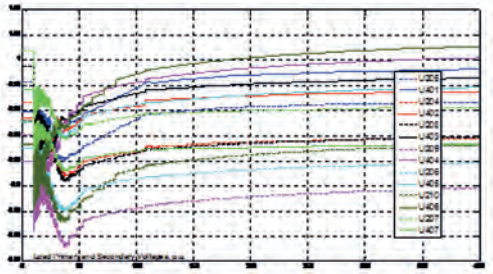
Подход был протестирован на примере тестовой схемы IEEE One Area RTS-96. Сеть Кохонена была обучена и протестирована размерностью на следующих входных данных: напряжения на шинах; напряжения возбуждения для генераторов; выходные сигналы автоматических регуляторов частоты вращения роторов и токи статоров генераторов (рис. 7.5.2). Результаты моделирования показали, что при использовании традиционной автоматики, включающей в себя автоматический регулятор частоты вращения турбины, устройство автоматического ограничения снижения напряжения, ограничитель перевозбуждения на каждом генераторе, РПН трансформаторов, ее действия не позволяли предотвратить лавину напряжения (рис. 7.5.1б). Это приводило к отключению генераторов и полному погашению одной из подсистем с последующим развитием каскадной аварии на близлежащие районы. В случае же использования разработанного предложенного гибридного подхода при тех же аварийных сценариях реализации управляющих

воздействий позволяли сохранить устойчивость подсистемы тестовой схемы без сброса нагрузки, только за счет координации источников реактивной мощности (рис. 7.5.1в).

а) структура гибридного подхода



б) традиционная автоматика

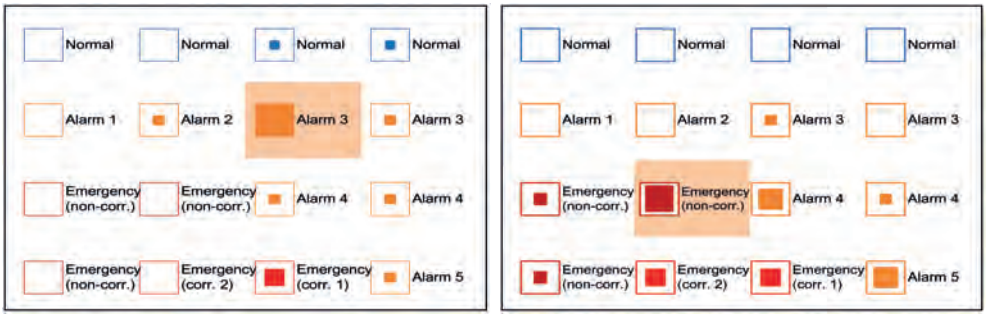


в) гибридный подход (агенты+ИНС)

Рис. 7.5.1. ***Общая диаграмма гибридного подхода (а) и изменения напряжений на шинах в схеме IEEE One Area RTS-96 при различных подходах (б, в)***

В [42] предложен подход для оценки устойчивости по напряжению ЭЭС на базе ДР. В качестве входных параметров предложенная модель использует векторные измерения устройств PMU. Первоначально модель ДР обучается в режиме «офлайн» на основе случайно сгенерированной базы данных, содержащей различные режимы работы ЭЭС. В дальнейшем обученная модель используется в режиме «онлайн» для идентификации критических режимов с точки зрения неустойчивости по напряжению. Результаты испытаний, выполненных для схемы ЭЭС компании American Electric Power, содержащей 2400 узлов, 100 генераторов и 2400 линий электропередачи, показали, что предложенный авторами метод эффективно предсказывает неустойчивость по напряжению в течение первых двух секунд после аварийного нарушения.

Одним из самых перспективных подходов в задаче мониторинга управления режимной надежностью ЭЭС также является алгоритм



а) сигнал «Alarm» (опасное состояние) в момент времени сразу после отключения автотрансформатора;

б) сигнал «Emergency (non-corr.)» (аварийное некорректируемое состояние) при наступлении коллапса напряжения

Рис. 7.5.2. ***Топологические карты Кохонена при исследовании режимной надежности для тестовой схемы IEEE One Area RTS-96***

«случайного леса». Во множестве работ используется подход периодического обновления случайного леса. Этот алгоритм комбинирует бэггинг[12] [50] и метод случайных подпространств для создания композиции высоко декоррелированых решающих деревьев, что позволяет достигать достаточно высокой точности расчетов и устойчивости к шуму в данных. В общем случае подход к оценке режимной надежности на основе случайного леса может быть проиллюстрирован схемой на рис. 7.5.3.

В [51] тестировались различные модели ДР в задаче идентификации предаварийных состояний ЭЭС, а именно дерево классификации и регрессии (ДКР), алгоритм стохастического градиентного спуска (СГС), алгоритм случайного леса, алгоритм C4.5[13]. В исследование была включена и нейросеть Кохонена. Как показали расчеты, используемый алгоритмами ДР принцип идентификации режимов работы ЭЭС дает более надежное и точное решение, по сравнению с сетью Кохонена (табл. 7.5.1). Наилучшую точность классификации состояний ЭЭС равную 99,89% дал алгоритм случайного леса.

Поскольку исследуемая динамика описывается сложными нелинейными зависимостями, также целесообразно использовать нечеткие

[12] Бэггинг (от англ. bootstrap aggregating) – это технология классификации, использующая композиции алгоритмов, каждый из которых обучается независимо. Результат классификации определяется путем голосования. Бэггинг позволяет снизить процент ошибки классификации в случае, когда высока дисперсия ошибки базового метода.

[13] C4.5 — алгоритм для построения деревьев решений, разработанный Д. Квинланом [55]. C4.5 является усовершенствованной версией алгоритма ID3 того же автора.

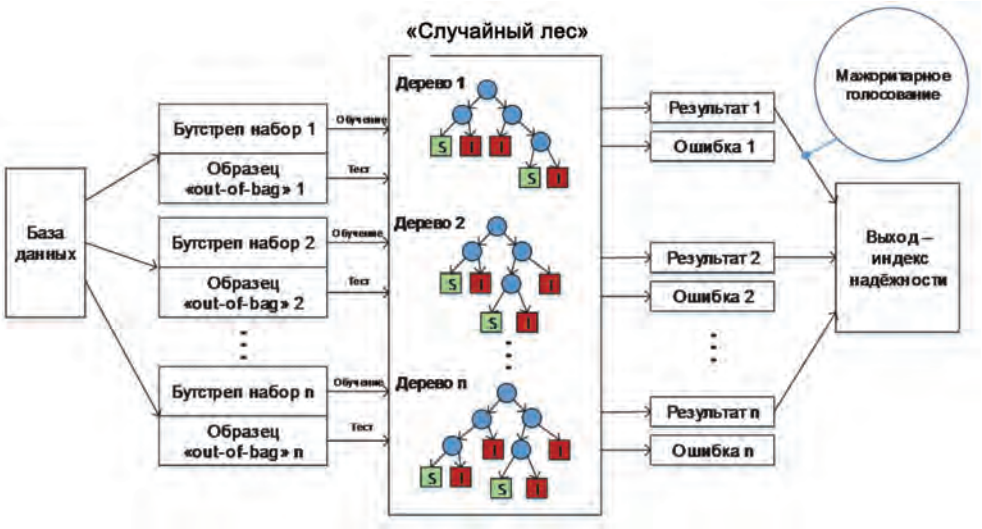


Рис. 7.5.3. ***Общая схема оценки режимной надежности ЭЭС с использованием алгоритма случайного леса***

Таблица 7.5.1

Результаты тестирования различных моделей ДР и нейросети Кохонена для идентификации состояний 118-узловой схемы IEEE

№	Модели ДР для мониторинга режимной надежности	Точность классификации состояний ЭЭС,%
1	Модель ДКР	94,98
2	Модель СГС	98,81
3	Алгоритм С4.5	98,48
4	Алгоритм случайного леса	98,89
5	Нейросеть Кохонена	93,38

модели. При этом для достижения нужного быстродействия необходима разработка алгоритмов, сочетающих в себе преимущества нечеткого подхода и интеллектуальных алгоритмов идентификации состояний (моделирования и настройки моделей по данным мониторинга). Интеллектуальные алгоритмы идентификации обеспечивают построение нелинейных динамических моделей с использованием архивов технологических параметров режимов ЭЭС и базы знаний.

Необходимо также отметить методологию управления с распределенными прогнозирующими моделями Model Predictive Control, MPC [52-54]. Существо MPC-подхода составляет следующая схема управления динамическими объектами по принципу обратной связи:

1. Рассматривается математическая модель объекта, начальными условиями для которой служат параметры текущего состояния. При заданном программном управлении выполняется интегрирование уравнений этой модели, что дает прогноз движения объекта на некотором конечном отрезке времени (горизонте прогноза).

2. Выполняется оптимизация программного управления, целью которого служит приближение регулируемых переменных прогнозирующей модели к соответствующим задающим сигналам на горизонте прогноза. Оптимизация осуществляется с учетом всего комплекса ограничений, наложенных на управляющие и регулируемые переменные.

3. На шаге вычислений, составляющем фиксированную малую часть горизонта прогноза, реализуется найденное оптимальное управление и осуществляется измерение (или восстановление по измеренным переменным) фактического состояния объекта на конец шага.

4. Горизонт прогноза сдвигается на шаг вперед, и повторяются пункты 1-3 данной последовательности действий.

Приведенная схема может быть объединена с предварительным проведением идентификации нелинейной модели, используемой для выполнения прогноза. Перспективным представляется использование технологии MPC при управлении ЭЭС совместно с вольтерровскими моделями нелинейной динамики [56, 57] и их объединение с моделями на базе ИНС. Такие модели успешно себя зарекомендовали в задачах идентификации и управления режимами сложных ЭЭС [58].

Литература к разделам 7.4 и 7.5

1. Аверкин А.Н., Гаазе-Рапопорт М.Г., Поспелов Д.А. Толковый словарь по искусственному интеллекту. — М.: Радио и связь, 1992. — 256 с.

2. Курбацкий В.Г., Томин Н.В. Интеллектуальные системы и модели для задач управления электроэнергетическими системами России / Труды Международной конференции, Сумгаит, Азербайджан, 2015.

3. Васильев С.Н. Теоретические основы, методы и модели управления большими электроэнергетическими системами / С.Н. Васильев, Н.И. Воропай, Д.Б. Гвоздев и др. М.: Издательство ПАО «ФСК ЕЭС», 2015. 188 с.

4. Гамм А.З., Глазунова А.М., Гришин Ю.А., Курбацкий В.Г., Сидоров Д.Н., Спиряев В.А., Томин Н.В. Методы прогнозирования параметров режима электроэнергетических систем для целей мониторинга и управления // Электричество. 2011; № 5. – С. 17-26.

5. Hippert H.S. Neural Networks for Short-Term Load Forecasting: A Review and Evaluation / H. Steinherz Hippert, C. Eduardo Pedreira, R. Castro Souza, // IEEE Trans. On Power Systems. - 2001. - Vol. 16. - No. 1.

6. Шумилова Г.П., Готман Н.Э., Старцева Т.Б., Прогнозирование электрических нагрузок при оперативном управлении электроэнергетическими системами на основе нейросетевых структур. Екатеринбург: УрО РАН, 2008, 89с.

7. Оссовский С. Нейронные сети для обработки информации. М.: Финансы и статистика, 2004.

8. Поляков Н.Д., Приходько И.А., Ван Е. Прогнозирование электропотребления на основе метода опорных векторов с использованием эволюционных алгоритмов оптимизации // Современные проблемы науки и образования. – 2013. - № 2. – С. 12-22

9. Надтока И.И., Аль-Зихери Баласим М. Краткосрочное прогнозирование нагрузки с помощью теории наименьших квадратов опорных векторов (LS-SVM) // Современные проблемы науки и образования. – 2013. – № 6. – С. 1-7.

10. Mohandes M.A., Halawani T.O., Rehman S. and Hussain A. Support Vector Machines for wind speed prediction // Renewable Energy, Vol. 29, No. 6, May 2004. Pp. 939-947.

11. Miller K.R., Vapnik V. Using Support Vector Machine for Time Series Prediction. Cambridge: MIT, 1999, Pp. 243-253.

12. Fugon L. Data mining for wind power forecasting / L. Fugon, J. Juban, G. Kariniotakis // Proc. the European Wind Energy Conference, Brussels, Belgium, Apr. 2008.

13. Natenberg E.J. Application of a Random Forest Approach to Model Output Statistics for use in Day Ahead Wind Power Forecasts / E.J. Natenberg, D. J. Gagne II, J. W. Zack, J. Manobianco, G. E. Van Knowe, T. Melino // Proc. the Symposium on the Role of Statistical Methods in Weather and Climate Prediction, USA, Austin, 2013.

14. Zhang G. P., Patuwo B. E., Hu M. Y. Forecasting with artificial neural networks: The state of the art // Int. J. Forecast. 1998. V. 14, № 5. P. 35-62.

15. Курбацкий В.Г. О нейросетевом подходе к прогнозированию нестационарных временных рядов на основе преобразования Гильберта–Хуанга / В.Г. Курбацкий, Д.Н. Сидоров, В.А. Спиряев, Н.В. Томин. // Автомат. и телемех., 2011, № 7, С. 58–68

16. Хайкин С. Нейронные сети: Полный курс. Пер. с англ. Н.Н. Куссуль, А.Ю. Шелестова. 2-е изд., испр. — М.: Вильямс, 2008, 1103 с.

17. Курбацкий В.Г. Прогнозирование нестационарных временных рядов на основе преобразования Гильберта-Хуанга и машинного обучения / В.Г. Курбацкий, Д.Н. Сидоров, В.А. Спиряев, Н.В. Томин // Автоматика и телемеханика. 2014. № 5. С. 143-158.

18. Adya M., Collopy F. How effective are neural networks at forecasting and prediction? Areviewandevaluation // Int. J. Forecast. 1998. V. 17. № 5-6. P. 481-495.

19. Yan W. Toward automatic time-series forecasting using neural networks // IEEE Trans. Neural Networks Learning Syst. 2012. V. 23. № 7. P. 1028-1039.

20. Вапник В.Н., Лернер А.Я. Узнавание образов при помощи обобщенных портретов // АиТ. 1963. Т. 24. № 6. – С. 12-25.

21. Cover T. Geometrical and statistical properties of systems of linear inequalities with applications in pattern recognition // IEEE Trans. Electron. Comput. 1965. V. 14. P. 326-334.

22. Geoffrey K.F. Tso Kelvin K.W. Yau. Predicting electricity energy consumption: A comparison of regression analysis, decision tree and neural networks // Energy. – 2007. – Vol. 32, no. 9. – P. 1761-1768.

23. Рахманов, Н.Р. Краткосрочное прогнозирование выработки мощности ветроэнергетических установок для обеспечения надежности электрических сетей / Н.Р. Рахманов, В.Г. Курбацкий, Г.Б. Гулиев, Н.В. Томин. Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Сб. науч. статей. Вып. 66. Актуальные проблемы надежности систем энергетики, Минск, 2015, С. 397-404.

24. Кормен Т., Лейзерсон Ч., Ривест Р., Штайн К. Глава 16. Жадные алгоритмы // Алгоритмы: построение и анализ = IntroductiontoAlgorithms / Под ред. И. В. Красикова. — 2-е изд. — М.: Вильямс, 2005. — 1296 с.

25. Deng, L.; Yu, D. (2014). «Deep Learning: Methods and Applications». Foundations and Trends in Signal Processing. 7 (3-4): 1–199

26. Taghrid Samak Christine Morin David Bailey. Short-term prediction of household electricity consumption: Assessing weather sensitivity in a Mediterranean area // Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2007. – Vol. 12. – P. 2040-2065.

27. Areekul Ph. A Hybrid ARIMA and Neural Network Model for Short-Term Price Forecasting in Deregulated Market / Ph. Areekul, T. Senjyu, H. Toyama, A. Yona // IEEE Trans. Power Syst. 2010. - Vol. 25, No. 1. - Pp. 524-530.

28. Khotanzad A.Z. A neuro-fuzzy approach to short-term load forecasting in a price sensitive environment / A. Zhou Khotanzad, H. Elragal // IEEE Trans. Power Syst. 2002. - Vol. 17, N. 4. - Pp. l273--1282.

29. Sinha N. Wavelet-GA-ANN Based Hybrid Model for Accurate Prediction of Short-Term Load Forecast / N. Sinha, L.L. Lai, P. Kumar Ghosh, Y. Ma // Proc. the IEEE Inter. Conf. on ISAP. - 2007. - Toki Messe, Niigata. - Pp. 1-8.

30. Damousis I.G. A fuzzy model expert system for the forecasting of wind speed and power generation in wind farms / I.G. Damousis, P. Dokopoulos // Proc. of the IEEE International Conference on Power Industry Computer Applications PICA 01. - 2001. - Pp. 63-69.

31. Foley A. M. Current Methods and Advances in Forecasting of Wind Power Generation / A. M. Foley, P.G. Leahy, A. Marvuglia, E. J. McKeogh // Renewable Energy. - 2012. - Vol. 37, N. 1. - Pp. 1-8.

32. N. Tomin, D. Sidorov, V. Kurbatsky, V. Spiryaev, A. Zhukov, P. Leahy. A Hybrid Wind Speed Forecasting Strategy based on Hilbert-Huang Transform and Machine Learning Algorithms, in Proc. of 2014 International Conference on Power System Technology (POWERCON 2014), Chengdu, China, 20-22 Oct. 2014.

33. Манов Н.А. Методы и модели исследования надежности электроэнергетических систем / Манов Н.С. и [др.]. – Коми научный центр УрО РАН, Сыктывкар, 2010. – 292 с.

34. Негневицкий М., Панасецкий Д.А., Томин Н.В., Воропай Н.И., Ретанц К., Хэгер У., Курбацкий В.Г. Интеллектуальная система для предотвращения крупных аварий в энергосистемах // Электричество, № 8, 2014, С. 1-8 (ISSN 0013-5380).

35. Курбацкий В.Г. Мониторинг и оценка режимной надежности ЭЭС на базе алгоритмов машинного обучения / В.Г. Курбацкий, Н.В. Томин // Сборник докладов 86-го семинара Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики, Санкт-Петербург. - 2014. - С. 233-241.

36. Morison K., Wang L., Kundur P. Power System Security Assessment // IEEE Power & Energy Magazine, Vol. 2, No. 5, Sep.-Oct. 2004, pp. 30-39.

37. L. Wehenkel, Machine Learning Approaches to Power System Security Assessment. Dissertation, University of Liege, 1995.

38. Панасецкий, Д.А. Совершенствование структуры и алгоритмов противоаварийного управления ЭЭС для предотвращения лавины напряжения и каскадного отключения линий: дис. канд. техн. наук: 05.14.02 / Панасецкий Д.А.; Иркутск. ИСЭМ СО РАН, 2015. – 192 с.

39. Belkacemi R., Babalola A., Zarrabian S. Experimental Implementation of Multi-Agent System Algorithm to Prevent Cascading Failure after N-1-1 Contingency in Smart Grid Systems, in IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2015.

40. Negnevitsky M. Artificial Intelligence: A Guide to Intelligent Systems, 3rd edn, Addison Wesley, Harlow, England, 2011, 504 p.

41. Negnevitsky M., Tomin N., Rehtanz Ch. Preventing Large-Scale Emergencies in Modern Power Systems: AI Approach // Journal of Advanced Computational Intelligence and Intelligent Informatics, Vol. 18, No. 5, 2014.

42. Sun K., Likhate S., Vittal V., Kolluri V.S., Mandal S. An Online Dynamic Security Assessment Scheme Using Phasor Measurements and Decision Trees // IEEE Transactions on Power Systems, vol. 22, no. 4, 2007, pp. 1935-1943.

43. Voumvoulakis E.M., Hatziargyriou N.D. Decision Trees-Aided Self-Organized Maps for Corrective Dynamic Security // IEEE Trans. On Power Systems, Vol. 23, No. 2, May 2008, pp. 622 - 630.

44. Tomin N., Zhukov A., Sidorov D., Kurbatsky V., Panasetsky D., Spiryaev V. Random Forest Based Model for Preventing Large-Scale Emergencies in Power Systems // International Journal of Artificial Intelligence, 2015 Spring (March), Vol. 13, No. 1, pp. 211-228.

45. Kalyani S., Shanti Swarup K. Design of pattern recognition system for static security assessment and classification // Pattern Analysis & Applications, vol. 15, Aug. 2012, pp. 299-311.

46. Jothinathan K., Ganapathy S. Transient security assessment in power systems using deep neural network // International Journal of Applied Engineering Research Vol. 10, No. 15, Sept. 2012, pp 787-790.

47. You M-Y, Ling J, Hao Y-J. Prediction method for network security situation based on elman neural network // Computer science.— 2012.— Vol. 39, no. 6.

48. Niebur Dagmar, Germond Alain J. Power system static security assessment using the Kohonen neural network classifier // Power Systems, IEEE Transactions on.— 1992.— Vol. 7, no. 2.— P. 865–872.

49. Zhang Yaxing, Jin Shuyuan. Predicting Network Security Situation Based on a Combination Model of Multiple Neural Networks. // International Journal of Software & Informatics.— 2014.— Vol. 8, no. 2.

50. Breiman Leo. Bagging predictors // Machine learning. — 1996.— Vol. 24, no. 2.— P. 123–140.

51. Воропай Н.И. Совершенствование системы мониторинга и управления электрическими сетями мегаполисов / Н.И. Воропай, В.Г. Курбацкий, Н.В. Томин, Д.А. Панасецкий // Энергетик, №8, 2016. – С. 3-9.

52. Rossiter J.A. Model-based predictive control: practical approach. New York, Singapore: CRC Press, 2003. 318 p.

53. Веремей Е.И., Еремеев В.В., Сотникова М.В. Пособие Model Predictive Control Toolbox [Электронный ресурс] – Режим доступа: http://matlab.exponenta.ru/modelpredict/book1/index.php

54. Кабанов А. Управление системами на прогнозирующих моделях. - СПб., Изд-во СПб. ун-та, 1997.

55. Quinlan J. R. C4.5: Programs for Machine Learning. — San Mateo: Morgan Kaufmann Publishers Inc., 1993. — 302 p.

56. S. Sastry. Nonlinear systems: analysis, stability, and control. Springer. 1999.

57. Sidorov D. On Impulsive Control of Nonlinear Dynamical Systems based on the Volterra Series / IEEE Proceedings of EEEIC Conference, Rome, 2011. IEEE Catalog Number: CFP1151I-ART.

58. Lili L., Xiaorong X., Jianfeng Y., Yingduo H. Fast Online Identification of the Dominant Parameters of Composite Load Model Using Volterra Model and Pattern Classification // IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2007, DOI 10.1109/PES.2007.385736.

7.6. «Облачная» структура энергоинформационных систем

Информационно-технологическая инфраструктура интеллектуальных энергетических систем

На современном этапе интеллектуализации энергетических систем наиболее важными становятся вопросы разработки информационно-технологической инфраструктуры (ИТ-инфраструктуры), обеспечивающей построение многоуровневой системы управления с учетом надежности, экономичности и эффективности функционирования интеллектуальных энергетических систем (ИЭС). Кроме того, реализация новых систем сбора, передачи и обработки потоков информации потребует развития технологий и методов моделирования исследуемых процессов и событий при управлении ИЭС. Поэтому становится актуальным решение следующих задач:

1) сбор, передача и обработка потоков данных;

2) разработка программных комплексов нового поколения (распределенных, обменивающихся информацией или использующих общие информационные ресурсы);

3) разработка интеллектуальных компонентов поддержки принятия решений при управлении ИЭС [1-3]. Создание такой информационно-технологической инфраструктуры позволяет говорить не просто об энергетических, а об энергоинформационных системах.

ИТ-инфраструктура ИЭС. Для создания и развития ИЭС предлагается на основе опыта, имеющегося в ИСЭМ СО РАН [4-7], выделить в ИТ-инфраструктуре следующие основные составляющие: интеллектуальная инфраструктура; информационная инфраструктура; вычислительная инфраструктура; телекоммуникационная инфраструктура.

Телекоммуникационная инфраструктура строится по общепринятым принципам (например, аналогично телекоммуникационной инфраструктуре (сети передачи данных) СО РАН), с учетом требований компьютерной и информационной безопасности. В состав интеллектуальной инфраструктуры включаются интеллектуальные компоненты (например, упомянутые выше интеллектуальные компоненты поддержки принятия решений при управлении режимами). Информационная инфраструктура включает технологии и инструментальные средства описания, хранения и обработки данных. Ядром информационной инфраструктуры является репозитарий, в котором хранятся метаданные (описания потоков данных, баз данных, моделей данных и

др.). Вычислительная инфраструктура интегрирует программные комплексы (например, для моделирования и управления режимами ИЭС). К этой же инфраструктуре могут быть отнесены автоматизированные системы управления энергетическими объектами [4-5].

Элементами ИТ-инфраструктуры диспетчерского управления являются:

- система сбора и передачи информации (ССПИ);
- сеть связи диспетчерского и технологического управления;
- система контроля и сбора данных (SCADA);
- объектно-ориентированная модель данных (CIM);
- система отображения информации;
- система управления производством и передачей электроэнергии (EMS);
- система управления рынком электроэнергии и мощности (MMS);
- система управления распределением электроэнергии (DMS).

Предлагаемый подход к обработке информационных потоков при мониторинге и управлении режимами ИЭС. Под информационным потоком понимается совокупность измеренных режимных переменных в определенный интервал времени. При мониторинге и автоматизированном управлении режимами ИЭС в первую очередь необходимы анализ и обработка информационных потоков [8].

В последнее время электроэнергетические системы стали оснащаться устройствами измерения комплексных величин PMU, что позволяет, наряду с информацией, получаемой от SCADA (телеизмерения параметров режима ЭЭС; телесигналы, отражающие положение коммутационного оборудования контролируемой электрической сети, настройку, состояние и факты срабатывания устройств релейной защиты и автоматики (РЗиА), состояние средств и систем диспетчерского управления), измерить комплексы узлового напряжения и комплексы токов в инцидентных этому узлу ветвях [9].

С учетом того, что одним из важнейших этапов управления режимами ЭЭС является оперативное и автоматическое противоаварийное управление ими, при обработке информационных потоков целесообразно использовать модели CEP и CIM [10].

Модель CEP (Complex Event Processing) предлагается использовать для обработки в реальном времени множества событий из различных источников (потоков событий) с целью выявления значимых событий,

основанных на одном или нескольких потоках событий, либо выявления ряда событий за определенный промежуток времени.

Модель CIM (Common Information Model), основываясь на формате данных ODM, CIM позволяет строить модели любой сложности, которые потом могут быть конвертированы в любой известный формат данных энергетики либо в любой новый формат данных, используя дополнительно подключаемые модули. ODM (Open Model for Exchanging Power System Simulation Data) – открытая модель для обмена данными при моделировании энергосистем. ODM является международным открытым стандартом обмена данными для моделирования и расчета энергосистем, поддерживает динамические расчеты. Модели CIM и ODM, в частности, используются в открытой интеграционной среде для решения энергетических задач InterPSS (международный проект, в котором принимают участие сотрудники ИСЭМ СО РАН) [11].

Из вышесказанного очевидно, что существует необходимость обработки в режиме реального времени больших объемов информации разного качества и формирования таких информационных потоков, которые обеспечивали бы требуемую точность решения режимных задач. Предлагается следующая схема обработки информационных потоков при мониторинге и управлении режимами в ИЭС (рис. 7.6.1).

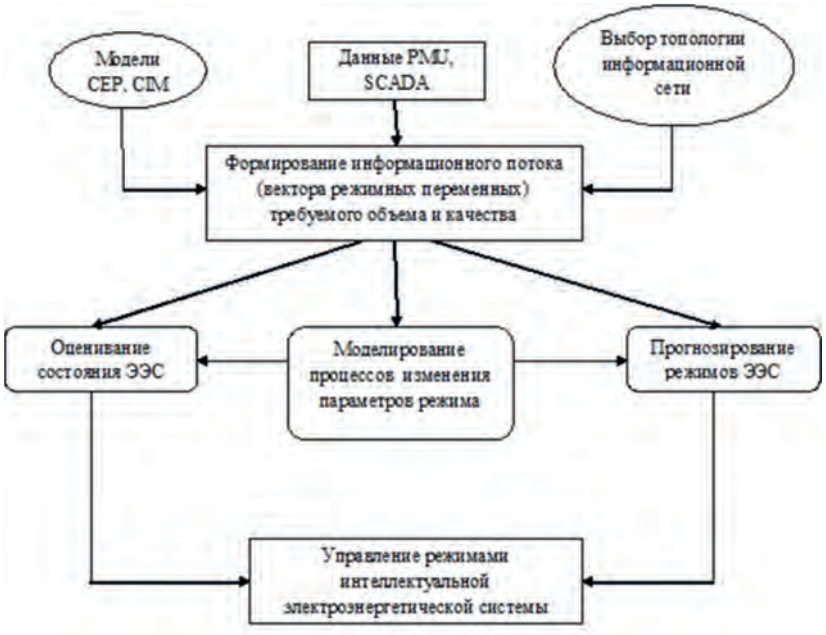


Рис. 7.6.1. ***Общая схема обработки информационных потоков при мониторинге и управлении режимами ИЭС***

Для реализации данной схемы и энергоинформационных систем представляется целесообразным использовать «облачные» технологии. Ниже подробнее рассматриваются эти технологии и примеры их применения в ИСЭМ СО РАН (прототипы облачных вычислений).

Введение в облачные вычисления

«Облачные» вычисления (cloudcomputing) – модель предоставления сетевого доступа по требованию к пулу разделяемых конфигурируемых вычислительных ресурсов (сетей, серверов, приложений, сервисов и др.), которые предоставляются пользователю как услуга [12-15].

Модель облачных вычислений (модель потребления информационных технологий) направлена на повышение доступности вычислительных ресурсов разных типов и сочетает в себе пять главных характеристик, три основные модели обслуживания и четыре модели развертывания.

Основные характеристики облачных вычислений, которые отличают их от других типов вычислений (интернет-ресурсов):

1. *Самообслуживание по требованию*. Потребитель по мере необходимости автоматически, без взаимодействия с каждым поставщиком услуг, может самостоятельно определять и изменять вычислительные мощности, такие как серверное время, объем хранилища данных.

2. *Широкий (универсальный) сетевой доступ*. Вычислительные возможности доступны на большие расстояния по сети через стандартные механизмы, что способствует широкому использованию разнородных (тонких или толстых) платформ клиента (терминальных устройств).

3. *Объединение ресурсов*. Конфигурируемые вычислительные ресурсы поставщика объединены в единый пул для совместного использования распределенных ресурсов большим количеством потребителей.

4. *Мгновенная эластичность ресурсов (мгновенная масштабируемость)*. Облачные услуги могут быстро предоставляться, расширяться, сжиматься и освобождаться исходя из потребностей потребителя.

5. *Измеряемый сервис (учет потребляемого сервиса и возможность оплаты услуг, которые были реально использованы)*. Облачные системы автоматически управляют и оптимизируют использование ресурсов за счет осуществления измерений на некотором уровне абстракции, соответствующей типу сервиса.

Основными ***преимуществами*** облачных систем для пользователей и организаций являются:

- неограниченные вычислительные мощности – количество процессоров, объем оперативной памяти и дискового пространства в облачных системах теоретически ничем не ограничен;
- пользователям не нужно покупать дорогое оборудование и программное обеспечение (ПО);
- пользователям не нужно самостоятельно устанавливать и настраивать программное обеспечение – для доступа к облачным сервисам достаточно и обычного Web-браузера;
- экономия площадей, занимаемых оборудованием;
- возможность производить оплату только за потребленные вычислительные мощности и произведенные операции;
- отсутствие затрат на развертывание инфраструктуры для организаций;
- сокращение затрат для организаций на техническую поддержку и обновление развернутых систем, а также высокая скорость внедрения, обусловленная отсутствием временных затрат на развертывание системы;
- отсутствие необходимости обучения – большинство пользователей уже умеют пользоваться Web-браузерами и интернет-сервисами;
- более высокий уровень качества обслуживания программного обеспечения (ПО) – обычно облачные системы обслуживаются высококвалифицированными профессионалами.

В то же время можно выделить ***недостатки и проблемы*** облачных вычислений:

- *Постоянное соединение с сетью*. Если нет доступа в сеть – нет облачных сервисов, программ, документов. Многие облачные программы требуют хорошего интернет-соединения с большой пропускной способностью. Соответственно программы могут работать медленнее, чем на локальном компьютере.
- *Безопасность*. Безопасность данных теоретически может быть под угрозой. Не все данные можно доверить стороннему провайдеру в Интернете, тем более не только для хранения, но и для обработки. Все зависит от провайдера облачных услуг. Если данные шифруются, делаются их резервные копии, надлежащим образом защищаются от вирусов, несанкционированного доступа,

то угрозы безопасности сводятся к минимуму. У пользователя облачных бизнес-приложений могут также возникнуть и юридические проблемы, например, связанные с выполнением требований защиты персональных данных. Государство, на территории которого размещен дата-центр, может получить доступ к любой информации, которая в нем хранится. Эта проблема является уже одной из самых существенных в вопросе вывода конфиденциальной информации в облако. Хотя и в данном случае существуют различные решения (например, шифрование всей информации, помещаемой в облако).

– *Функциональность облачных приложений*. Не все программы или их свойства доступны удаленно. Если сравнивать программы для локального использования и их облачные аналоги, последние иногда проигрывают в функциональности.
– *Зависимость от провайдера*. Всегда остается риск, что провайдер онлайновых сервисов однажды не сделает резервную копию. Существует определенная опасность того, что все вычисления и данные будут агрегированы в руках одной сверхмонополии [12-15].

Основные модели облачных служб

На рис. 7.6.2 представлена разработанная авторами онтология облачных вычислений. Не рассматривая ее подробно, выделим три основные модели облачных служб (рис. 7.6.3) [12-13].

Программное обеспечение как услуга (SaaS). Возможность предоставления потребителю в использование приложений провайдера, работающих в облачной инфраструктуре. Приложения доступны из различных клиентских устройств или через интерфейсы тонких клиентов, такие как веб-браузер (например, веб-почта) или интерфейсы программ. Потребитель при этом не управляет базовой инфраструктурой облака, в том числе сетями, серверами, операционными системами, системами хранения и даже индивидуальными настройками приложений за исключением некоторых пользовательских настроек конфигурации приложения.

Платформа как услуга (PaaS) – модель предоставления облачных вычислений, при которой потребитель получает доступ к использованию информационно-технологических платформ: операционных систем, систем управления базами данных, связующему программно-

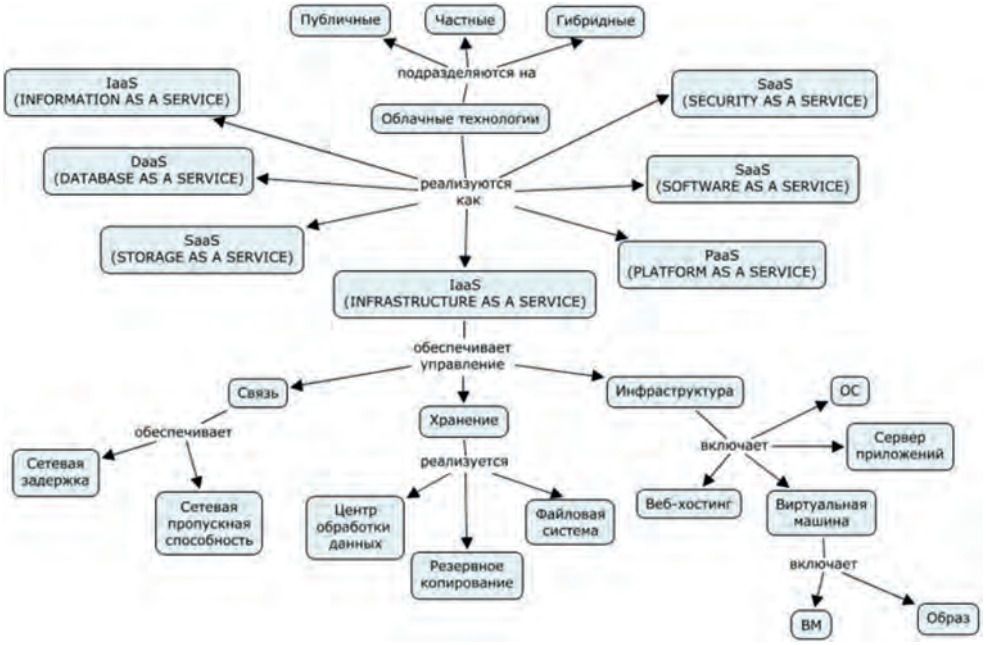


Рис. 7.6.2. ***Онтология облачных вычислений***

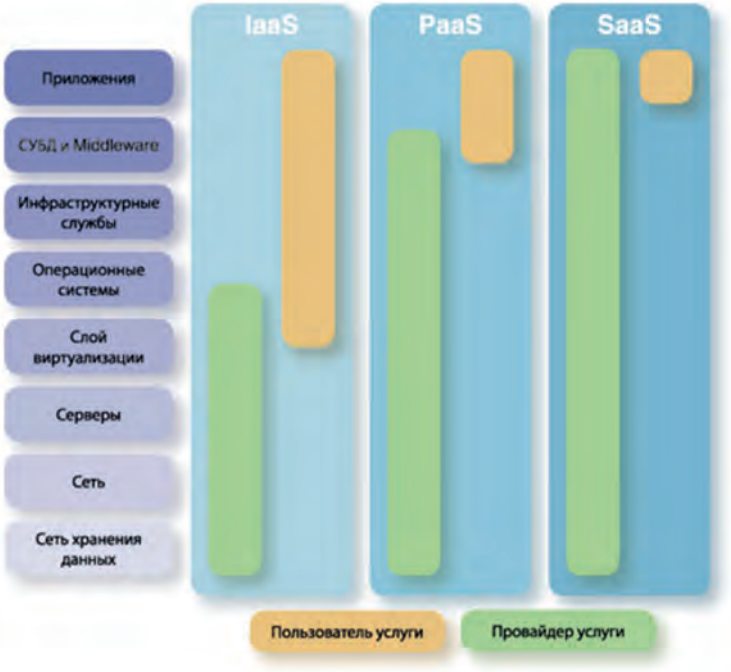


Рис. 7.6.3. ***Основные модели предоставления облачных сервисов***

му обеспечению, средствам разработки и тестирования, размещенным у облачного провайдера. В этой модели вся информационно-технологическая инфраструктура, включая вычислительные сети, серверы, системы хранения, целиком управляется провайдером, провайдером же определяется набор доступных для потребителей видов платформ и набор управляемых параметров платформ, а потребителю предоставляется возможность использовать платформы, создавать их виртуальные экземпляры, устанавливать, разрабатывать, тестировать, эксплуатировать на них прикладное программное обеспечение, при этом динамически изменяя количество потребляемых вычислительных ресурсов.

Инфраструктура как услуга (IaaS). В модели IaaS провайдер дает своему клиенту в аренду абстрактные, масштабируемые «на лету» вычислительные мощности. Компания может ставить свои бизнес-приложения или инфраструктурное ПО (DNS-сервисы, контроллеры домена, почтовые сервисы и т.д.), а провайдер осуществляет поддержку и администрирование обеспечивающей инфраструктуры: сетей хранения и передачи данных, серверов, слоя виртуализации.

Потребитель при этом не управляет базовой инфраструктурой облака, но имеет контроль над операционными системами, системами хранения, развернутыми приложениями и, возможно, ограниченный контроль выбора сетевых компонентов (например, хост с сетевыми экранами).

Помимо трех основных моделей, существуют и другие модели облачных вычислений, показанные на рис. 7.6.2. Кроме того, в последнее время приобретает популярность модель *Desktop as a Service (DaaS) – рабочее место как сервис*. При предоставлении услуги DaaS клиенты получают полностью готовое к работе («под ключ») стандартизированное виртуальное рабочее место, которое каждый пользователь имеет возможность дополнительно настраивать под свои задачи. Таким образом, пользователь получает доступ не к отдельной программе, а к необходимому для полноценной работы программному комплексу. Физически доступ к рабочему месту пользователь может получить через локальную сеть или Интернет. В качестве терминала может использоваться ПК или ноутбук, нетбук и даже смартфон. Устройство доступа используется в качестве тонкого клиента и требования к нему минимальны.

Основные модели развертывания облаков

Можно выделить четыре основных модели развертывания облаков [14-15].

Частное облако (Private cloud). Облачная инфраструктура, подготовленная для эксклюзивного использования единой организацией,

включающей несколько потребителей (например, бизнес-единиц). Такое облако может находиться в собственности, управлении и обслуживании у самой организации, третьей стороны и располагаться как на территории предприятия, так и за его пределами.

Облако сообщества и коммунальное облако (Community cloud). Облачная инфраструктура, подготовленная для эксклюзивного использования конкретным сообществом потребителей от организаций, имеющих общие проблемы (например, миссии, требования безопасности, политики). Облако может находиться в собственности, управлении и обслуживании у одной или более организаций в сообществе, у третьей стороны и располагаться как на территории организаций, так и за их пределами.

Публичное (или общее) облако (Public cloud). Облачная инфраструктура, подготовленная для открытого использования широкой публикой. Оно может находиться в собственности, управлении и обслуживании у деловых, научных и правительственных организаций в любых их комбинациях. Облако существует на территории облачного провайдера.

Гибридное облако (Hybrid cloud). Облачная инфраструктура представляет собой композицию из двух или более различных инфраструктур облаков (частные, общественные или государственные), имеющих уникальные объекты, но связанных между собой стандартизированными или собственными технологиями, которые позволяют переносить данные или приложения между компонентами (например, для балансировки нагрузки между облаками).

Мировой рынок облачных решений и услуг растет очень интенсивно и предсказать темп его увеличения оказывается на практике довольно трудно, поэтому данные ведущих аналитических компаний порой сильно отличаются. Тем не менее все они фиксируют одни и те же тенденции: быстрый темп роста расходов на облачные вычисления, а также сопутствующего рынка сервисов, центров обработки данных и трафика данных в таких системах. Независимая исследовательская компания Forrester Research [16] прогнозирует, что объем мирового рынка облачных вычислений к 2020 г. составит 241 млрд долл., при том что в 2010 г. этот показатель составлял 40,7 млрд долл. (рис. 7.6.4). В своей работе Forrester Research выделила 3 основные тенденции, которые будут преобладать в ближайшие 10 лет: инфраструктурные облачные сервисы (Infrastructure as a Service, IaaS), «программное обеспечение как услуга» (Software as a service, SaaS) и виртуализация.

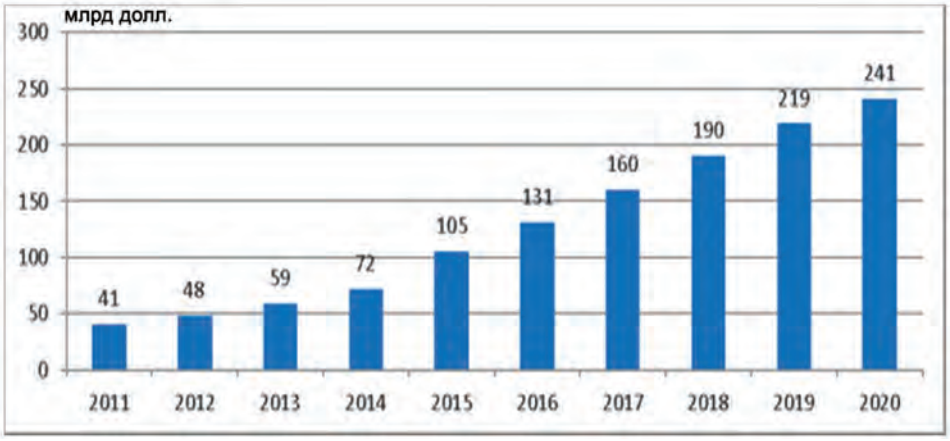


Рис. 7.6.4. ***Прогноз объема мирового рынка облачных вычислений***

Облачные платформы

Рынок предоставляемых облачных решений и услуг достаточно разнообразен и предлагает как отдельные компоненты и услуги, так и широкий спектр комплексных решений (реализующих несколько моделей), например, Microsoft Azure, Google App Engine, Heroku, Amazon Web Services (AWS) и др.

Среди российских облачных платформ можно выделить две основные платформы IACPaaS (г. Владивосток) [17-20] и CLAVIRE (г. Санкт -Петербург, ИТМО) [21-23]. Рассмотрим подробнее первую из них, которую предлагается использовать для реализации облачных вычислений в ИЭС.

Облачная платформа IACPaaS (Intelligent Applications, Control and Platform as a Service). Платформа IACPaaS (http://iacpaas.dvo.ru) разработана в Институте автоматики и процессов управления ДВО РАН и поддерживает три основные модели предоставления сервисов – PaaS, SaaS и DaaS, управление которыми осуществляет пользователь. В соответствии с моделями PaaS, SaaS и DaaS пользователь платформы осуществляет управление данными, приложениями и виртуальными рабочими местами, доступ к остальным компонентам модели «скрыт» от пользователей, их поддержка и управление осуществляется администраторами облачной платформы и другим обслуживающим персоналом.

Основные характеристики облачной платформы:

Все информационные ресурсы платформы имеют сетевое представление; формирование информации основано на грамматическом подходе:

любая информация формируется по метаинформации, которая задает правила ее формирования. Это дает возможность создавать информационные ресурсы экспертам предметной области без посредников в виде инженеров знаний или системных аналитиков, что соответствует современному подходу к созданию информационных систем; формирование информационных ресурсов производится в привычной и естественной для эксперта форме методом «сверху-вниз». Поскольку информационные ресурсы, создаваемые на платформе, имеют сетевое представление, все технологии платформы особенно удобно использовать для разработки *интеллектуальных сервисов*, в архитектуре которых имеется специализированный компонент – база знаний. В этом случае база знаний интеллектуального сервиса также имеет сетевое представление (семантическая сеть).

Платформа поддерживает создание сервисов по нескольким технологиям: базовой и специализированным. Базовая технология позволяет создать облачный сервис любого типа, с любой архитектурой и для любого класса решаемых задач. Специализированные технологии ориентированы либо на конкретный класс задач, либо на определенную архитектуру решателя задач. В любом случае архитектура решателя задач такого сервиса имеет заданный технологией состав компонентов. В настоящее время реализована поддержка двух специализированных технологий: *технологии разработки сервисов с интерактивными виртуальными средами и технологии создания сервисов с агентами, присоединенными к метаинформации*. Специализированная технология разработки сервисов с интерактивными виртуальными средами предназначена для создания облачных сервисов с 3D-сценами. Специализированная технология разработки сервисов с агентами, присоединенными к метаинформации, удобна для использования в двух случаях: (1) если результатом работы сервиса является некоторый выходной информационный ресурс, формирование которого по его метаинформации осуществляется методом «сверху-вниз»; (2) если пользователь может декларативно (в виде информационного ресурса) описать управляющую структуру сервиса. Каждая технология имеет свой набор инструментальных сервисов, упрощающих создание разрабатываемого сервиса.

Платформа поддерживает создание новых специализированных технологий и работ, разработку необходимых для их поддержки инструментальных сервисов с использованием уже существующих технологий платформы. Каждая технология либо работа представляется информационным ресурсом.

Платформа поддерживает создание сервисов на *гетерогенных вычислительных архитектурах:* часть компонентов сервиса могут быть созданы непосредственно на платформе IACPaaS, другая часть – на сторонних вычислительных архитектурах, что обеспечивает гибкое создание любых сервисов, не накладывая ограничений на вычислительные мощности, используемые библиотеки, операционные системы и др. требования.

Решатели задач разрабатываются на основе *агентного подхода*, в соответствии с которым любой решатель – это множество агентов, обрабатывающих информационные ресурсы и обменивающихся между собой сообщениями.

Зарегистрированные пользователи платформы имеют личные кабинеты – *виртуальные рабочие места,* которые предоставляют им набор инструментов для управления данными и сервисами в них. Пользователи платформы разделяются на следующие типы: гость, зарегистрированный пользователь и служебный пользователь. Гостю доступна ограниченная функциональность, он может просмотреть описание содержимого фонда; зарегистрировавшись на платформе, он становится зарегистрированным пользователем, ему предоставляется личный кабинет и набор функциональных возможностей: запуск сервисов, создание сервисов по предлагаемым технологиям, создание компонентов сервиса с помощью работ, создание новых работ и технологий.

Архитектуру платформы можно разделить на четыре логических уровня: системный уровень, уровень управления, сервисный уровень и библиотечный уровень (рис. 7.6.5).

1. *Системный уровень* (уровень *виртуальной машины*). Виртуальная машина платформы IACPaaS состоит из процессора информационных ресурсов, процессора решателей задач и процессора пользовательского интерфейса. Каждый из перечисленных процессоров предназначен для поддержки соответствующих архитектурных компонентов облачных сервисов.

2. *Библиотечный уровень* (уровень *фонда платформы и фонда пользователя*). Фонд платформы и личные кабинеты – это множество единиц хранения различных видов и уровней общности (содержательно это хранимые базы данных и знаний, их метаинформации, решатели задач, агенты, шаблоны сообщений, модель абстрактного пользовательского интерфейса и т.п.). Разница между ними состоит в уровне доступа к единицам хранения.

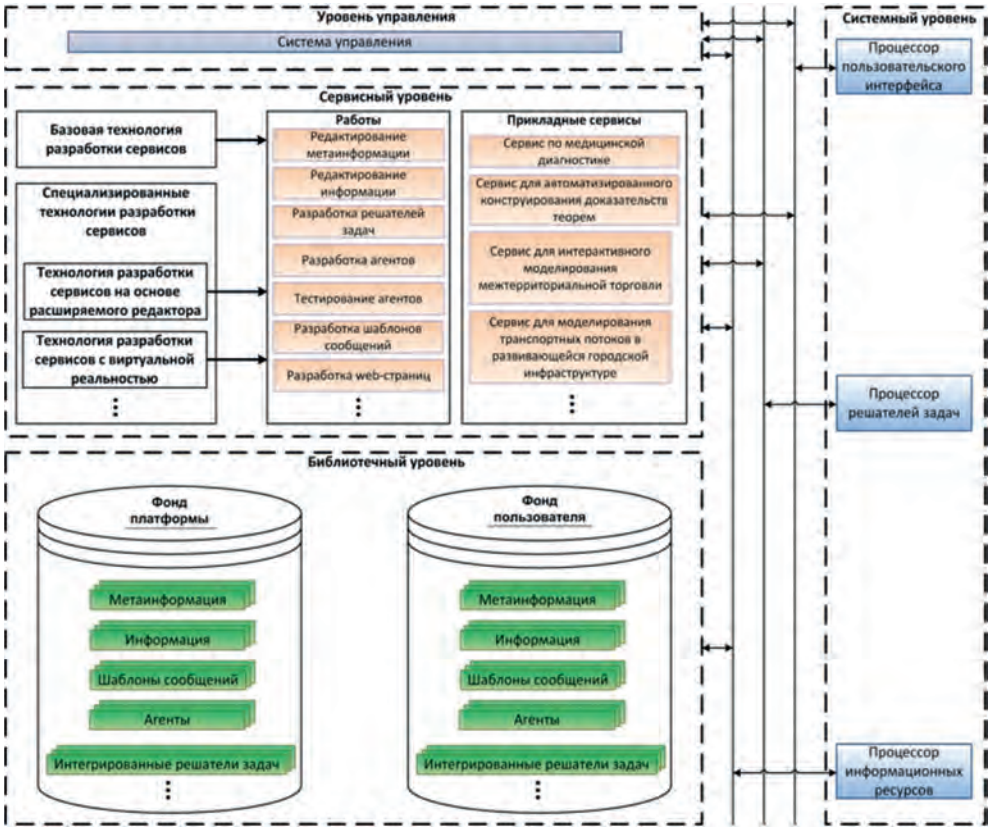


Рис. 7.6.5. ***Концептуальная архитектура платформы IACPaaS***

3. *Сервисный уровень*. Данный уровень является совокупностью сервисов, каждый из которых представлен множеством взаимодействующих агентов, обрабатывающих информационные ресурсы фонда.

4. *Уровень управления*. Данный уровень представлен базовым инструментальным сервисом платформы *система управления,* которая предназначена для обеспечения контролируемого доступа к функциональным возможностям платформы IACPaaS и управления правами доступа на использование прикладных и инструментальных сервисов, разработанных на базе платформы.

Учитывая, что в условиях растущих требований к обеспечению кибербезопасности использование зарубежных платформ является нежелательным, описанная выше платформа IACPaaS может рассматриваться как один из претендентов для реализации облачных вычислений в ИЭС.

Ниже рассматривается разрабатываемый в ИСЭМ СО РАН подход к построению облачных агентов-сервисов корпоративного облака в ИЭС.

Разработка облачных агентов-сервисов в составе корпоративного облака

Предложено разрабатывать интеллектуальные компоненты для поддержки принятия решений в интеллектуальных энергетических системах как агенты-сервисы на основе многоагентных технологий [24], которые будут затем интегрированы в ИТ-инфраструктуру ИЭС.

Методика разработки интеллектуальных компонентов для поддержки принятия решений в интеллектуальных энергетических системах на основе существующих научных прототипов включает следующие основные этапы:

1. Определение основных типов агентов (например, в лаборатории информационных технологий ИСЭМ СО РАН реализована многоагентная система оценивания состояний, включающая агенты: декомпозиции схемы ЭЭС, оценивания состояния ЭЭС, координации, агрегирования, мониторинга и контроля функционирования многоагентной системы [25], получены свидетельства о государственной регистрации программ, реализующих эти агенты и систему в целом [26-31]).

2. Определение способов взаимодействия агентов (типовых агентных сценариев взаимодействия)

3. Конкретизация сценариев взаимодействия агентов (разработка конкретных агентных сценариев совместно со специалистами-энергетиками).

4. Верификация корректности введенной пользователем информации и построенных агентных сценариев.

5. Разработка технологии проведения интеллектуальных вычислений в многоагентной системе.

6. Визуализация результатов вычислений.

7. Интерпретация результатов для ЛПР (подготовка информации для обоснования решения).

Для реализации предложенной методики разработана архитектура интеллектуальной инструментальной среды для разработки интеллектуальных агентов-сервисов (рис. 7.6.6). Основными ее компонентами являются: 1) интеллектуальная агентная среда, обеспечивающая взаимодействие между агентами и решение поставленных задач; 2) серверы СУБД, хранящие ретроспективные данные и данные вычислительных экспериментов; 3) Web-серверы, обеспечивающие поддержку серверных компонентов Web-приложений; 4) Web-браузеры,

используемые для доступа к компонентам интеллектуальной инструментальной среды.

Для организации доступа к интеллектуальной агентной среде, запуска задач и получения результата предлагается реализовать специализированный компонент – шлюз доступа, который должен быть расположен на Web-сервере. Основными функциями этого компонента являются передача данных интеллектуальным агентам от Web-приложений, инициирование решения поставленных задач, мониторинг, а также получение результатов вычислительного эксперимента и их передача пользователям через компоненты Web-приложения.

Построенная в соответствии с предложенной архитектурой среда обладает повышенной защищенностью и обеспечивает защиту данных, алгоритмов и программ: все программное обеспечение размещается в контролируемых сегментах вычислительной сети и на узлах предприятия, пользователи не имеют прямого доступа к интеллектуальным агентам и могут влиять на процесс решения задачи ограниченно. Кроме того, предложенный методический подход позволяет эффективно организовать поддержку ПО и пользователей, обеспечивая разработку удобных пользовательских компонентов.

Архитектура корпоративного облака в составе интегрированных интеллектуальных энергетических систем показана на рис. 7.6.7. Основными компонентами являются Web-серверы, обеспечивающие поддержку серверных компонентов Web-приложений, Web-браузеры, используемые для доступа к компонентам корпоративного облака, и хранилище моделей, содержащее документы и результаты моделирования, связанные с помощью описаний – дескрипторов. Дескрипторы, помещаемые в хранилище моделей, описывают в кратком формализованном виде модели (в общем виде и документы) и хранятся и используются совместно с данными на протяжении всего жизненного цикла. Дескриптивные описания содержат ссылки на онтологии, задающие базовые понятия, определяют вид документов, кратко описывают их содержимое, а также сведения об авторе, правах доступа и др. Применение таких описаний позволяет более эффективно производить поиск в хранилище, а также идентифицировать необходимую информацию в каждый момент времени.

Реализацию клиентской RIA-части Web-приложений предлагается выполнять на платформе Java с поддержкой JavaFX как наиболее подходящей и удобной для разработки. Применение технологии Java Web Start (JWS) и протокола Java Network Launching Protocol (JNLP) по-

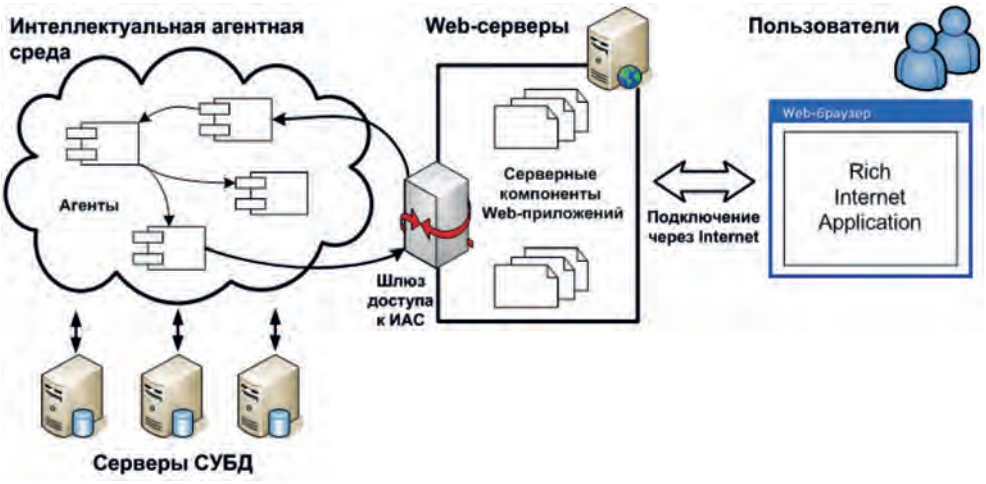


Рис. 7.6.6. ***Архитектура интеллектуальной инструментальной среды для разработки интеллектуальных агентов-сервисов***

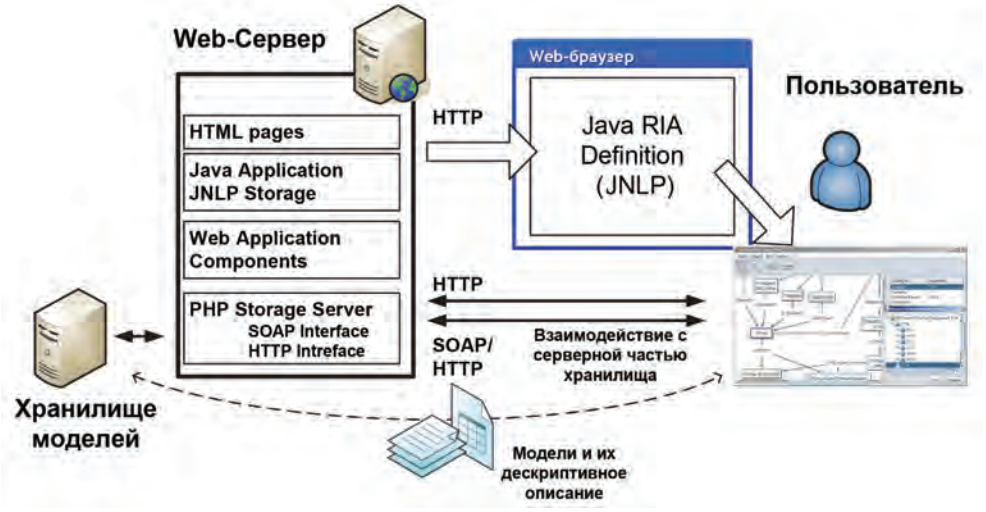


Рис. 7.6.7. ***Архитектура корпоративного облака в составе интегрированных интеллектуальных энергетических систем***

зволяет загружать и запускать приложения как в окне браузера, так и устанавливать и использовать квазилокальные приложения, автоматически обновляемые через Интернет и работающие вне среды Web-браузера, но с соблюдением контекстов безопасности, что обеспечивает необходимую степень мобильности и автономности используемого программного обеспечения. На реализацию серверной части Web-приложений в общем случае ограничений не накладывается, однако предлагается использовать Java Server Pages (JSP) на Java Enterprise Edition

(JavaEE) и/или PHP. Для взаимодействия серверной и клиентской части Web-приложений предлагается использовать протокол HTTP, а также протокол SOAP поверх HTTP, что обеспечивает широкие возможности по интеграции гетерогенных систем. Основным достоинством применения SOAP является его широкое распространение для коммуникации между распределенными компонентами одной системы или различных систем, однако существенным недостатком является большое время отклика, связанное с необходимостью парсинга запроса и формирования квалифицированного ответа, поэтому применение SOAP для выполнения атомарных операций является нецелесообразным с точки зрения производительности.

Для повышения производительности системы возможно применение промежуточных серверов на базе ngix (*enginex* – веб-сервер и почтовый прокси-сервер, работающие на Unix-подобных операционных системах) и разделение Web-серверов по ролям: сервер статичного контента, серверов RIA-приложений, серверов с поддержкой JavaEE, интерфейсных серверов хранилища моделей.

Предложенная архитектура позволяет, с одной стороны, применять классические web-приложения, функционирование которых возможно только в режиме on-line, а также использовать квазилокальные RIA-приложения, которые могут автономно работать без необходимости подключения к сети Интернет.

Апробация предложенной архитектуры была выполнена при разработке Web-приложений компонента для онтологического моделирования OntoMap (рис. 7.6.8) [32] и геокомпонента (рис. 7.6.9) [33].

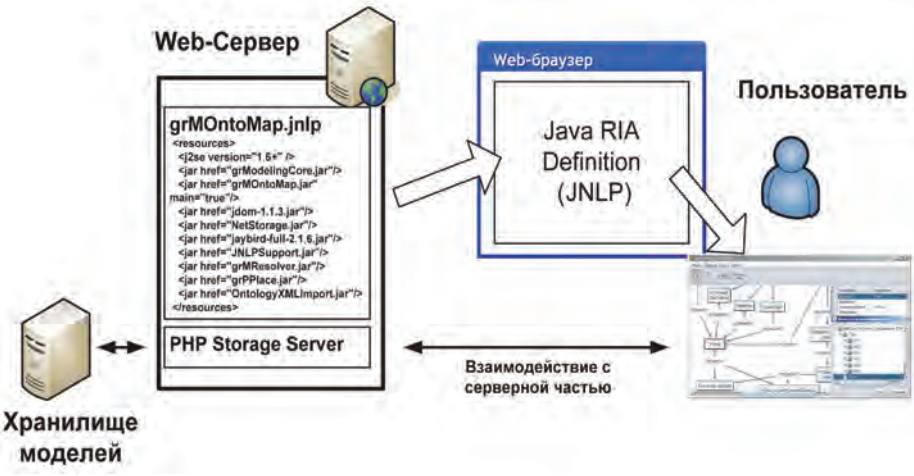


Рис. 7.6.8. ***Реализация RIA-приложения OntoMap***

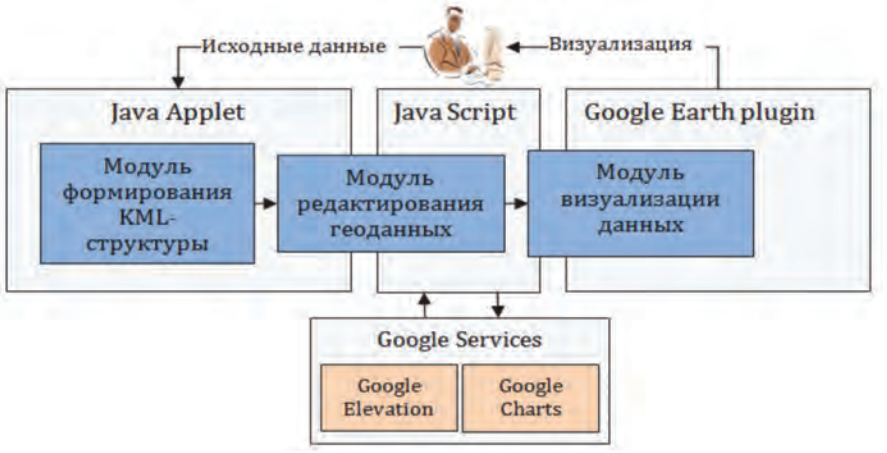


Рис. 7.6.9. ***Архитектура Web-приложения «Геокомпонент»***

Выводы

Для создания интеллектуальных энергетических систем необходима разработка информационно-технологической (ИТ) инфраструктуры, которая позволит говорить не просто об энергетических, а об энергоинформационных системах. Разработан подход к построению такой информационно-технологической инфраструктуры. Для ее реализации целесообразно использовать облачные вычисления. Рассматриваются подробно их составляющие, описана одна из отечественных облачных платформ, а также подход к реализации облачных агентов-сервисов и научные прототипы, реализованные в ИСЭМ СО РАН.

Литература

1. Массель Л.В. Проблема построения интеллектуальных и программных компонентов Smart Grid и подход к ее решению на основе агентной технологии / Материалы XL Международной конференции «Информационные технологии в науке, образовании, телекоммуникации и бизнесе» // Приложение к журналу «Открытое образование», Украина, Крым, 2012. – С. 22 – 25.

2. Массель Л.В. Интеллектуализация поддержки принятия решений при моделировании и управлении режимами в Smart Grid // Интеллектуализация обработки информации: Труды 9-й Международной конференции. – Черногория, Будва, 2012 . – С. 692-695.

3. Воропай Н.И., Массель Л.В. ИТ-инфраструктура системных исследований в энергетике и предоставление ИТ-услуг. – Известия АН – Энергетика, № 3, 2006. – С. 86-93.

4. Массель Л.В., Болдырев Е.А., Макагонова Н.Н., Копайгородский А.Н., Черноусов А.В. ИТ-инфраструктура научных исследований: методический подход и реализация // Вычислительные технологии, т. 11, 2006. - С. 59-67.

5. Массель Л.В. Создание и интеграция интеллектуальных информационных технологий и ресурсов для комплексных исследований в энергетике/ Вестник РФФИ. – 2012. – № 4 – С. 74-81.

6. Копайгородский А Н., Массель Л.В. Интеграция распределенных информационных и интеллектуальных ресурсов для исследований энергетики // Yu. Shokinetal. (Eds.): Zbornik radova Konferencije MIT [Matematicke i informacione telmologije] 2011: – Beograd: Alfa univerzitet; Kosovska Mitrovica: Drustvo matematicara Kosova I Metoliije; Novosibirsk: Institute of Computational Technologies Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences. – 2012 (Kraljevo: Grafkolor) – pp. 211-215.

7. Массель А.Г. Интеграция интеллектуальных информационных технологий в ИТ-инфраструктуру исследований энергетики// Yu.Shokin et al. (Eds.): Zbornik radova Konferencije MIT [Matematicke i informacione telmologije] 2011: – Beograd: Alfa univerzitet; Kosovska Mitrovica: Drustvo matematicara Kosova i Metoliije; Novosibirsk: Institute of Computational Technologies Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences.- 2012 (Kraljevo: Grafkolor) – pp. 271-274.

8. Массель Л.В., Колосок И.Н., Гурина Л.А. Обработка информационных потоков при мониторинге и управлении режимами интеллектуальных электроэнергетических систем / Вестник ИрГТУ. – № 2 (73). – 2013. – С. 30-35.

9. Gamm A., Grishin Y, Kolosok I. Reducing the risk of blackouts trough improved EPS state estimation based on the SCADA and PMU data // Liberalization and Modernization of Power Systems: Risk Assessment and Optimization for Asset Management: Proc. of the Int. Workshop. Irkutsk, Russia, 14-18 Aug. 2006. P. 167-173.

10. Кобец Б.Б., Волкова И.О. Инновационное развитие электроэнергетики на базе концепции Smart Grid. – М.: ИАЦ Энергия, 2010. – 208 с.

11. Массель Л.В., Бахвалов К.С. Открытая интеграционная среда InterPSS как основа ИТ-инфраструктуры Smart Grid / Вестник ИрГТУ. – №7 (67). – 2012. – С. 6-10.

12. CloudServiceMarket.info. A comprehensive overview of Cloud Computing services. Режим доступа: http://www.cloudservicemarket.info/default.aspx (дата обращения 14.03.2016).

13. Le Sun, H. Dong, F. Khadeer Hussain, O. Khadeer Hussain, E. Chang. Cloud service selection: State-of-the-art and future research directions // Journal of Network and Computer Applications. 2014. Vol. 45. Pp. 134-150.

14. Nepal S., Zhang M., R. Ranjan, A. Haller, Georgakopoulos D. An Ontology-based System for Cloud Infrastructure Services' Discovery // Proc. 8th IEEE International Conference on Collaborative Computing: Networking, Applications and Worksharing. 2012. Режим доступа: http://arxiv.org/ftp/arxiv/papers/1212/1212.0156.pdf (дата обращения 13.03.2016).

15. Qi Zhang, Lu Cheng, R. Boutaba. Cloud computing: state-of-the-art and research challenges // J. Internet Serv App. 2010. №1. Pp. 7-18. DOI: 10.1007/s13174-010-0007-6.

16. https://www.forrester.com / The Cloud Computing Playbook/-/E-PLA102от 14.10.2016.

17. Грибова В.В., Клещев А.С., Москаленко Ф.М., Тимченко В.А., Федорищев Л.Р., Шалфеева Е.А. Облачная платформа IACPaaS: текущее состояние и перспективы развития / Информационные и математические технологии в науке и управлении. № 2. 2016. С. 94-102.

18. Грибова В.В., Клещев А.С., Крылов Д.А., Москаленко Ф.М., Тимченко В.А., Шалфеева Е.А. Базовая технология разработки интеллектуальных сервисов на облачной платформе IACPaaS. Часть 1. Разработка базы знаний и решателя задач // Программная инженерия. 2015. № 12. С. 3-11.

19. Грибова В.В., Клещев А.С., Крылов Д.А., Москаленко Ф.М., Тимченко В.А., Шалфеева Е.А. Базовая технология разработки интеллектуальных сервисов на облачной платформе IACPaaS. Часть 2. Разработка агентов и шаблонов сообщений // Программная инженерия. 2016. № 1. С. 14-20. DOI: 10.17587/prin.7.14-20.

20. Грибова В.В., Клещев А.С., Крылов Д.А., Москаленко Ф.М., Тимченко В.А., Федорищев Л.Р., Шалфеева Е.А. Базовая технология разработки интеллектуальных сервисов на облачной платформе IACPaaS. Часть 3. Разработка интерфейса и пример создания прикладных сервисов // Программная инженерия. 2016. Т. 7. № 3. С. 99-107. DOI: 10.17587/prin.7.99-107.

21. Бухановский А.В., Васильев В.Н., Виноградов В.Н., Смирнов Д.Ю., Сухоруков С.А., Яппаров Т.Г. CLAVIRE: перспективная технология облачных вычислений второго поколения // Известия высших учебных заведений. Приборостроение. 2011. Т. 54. № 10. С. 7-14.

22. Бухановский А.В., Васильев В.Н., Нечаев Ю.И. Онтология центров компетенции на основе современной теории катастроф в интеллектуальной среде «облачной» модели / Онтология проектирования. №1 (7), 2013. С. 26-34.

23. Бухановский А.В., Иванов С.В., Ковальчук С.В., Нечаев С.И. Онтология интеграции знаний на основе технологии IPSE в интеллектуальной среде «облачной» модели / Онтология проектирования. №4 (6), 2012. С. 18-34.

24. Massel L. Development and integration of intelligent computing, agent-based computing and cloud computing in Smart Grid // Zbornik radova Konferencije MIT [Matematicke i informacione telmologije] - 2013. - Beograd: Alfa univerzitet; Kosovska Mitrovica: Drustvo matematicara Kosova I Metoliije; Novosibirsk: Institute of Computational Technologies Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences. - 2014 (Kraljevo: Grafkolor) - Pp. 423-430.

25. Массель Л.В., Гальперов В.И. Разработка многоагентной системы оценивания состояний электроэнергетических систем с использованием событийных моделей / Наука и образование.- №9.-2015.- М.: МГТУ им. Баумана. Эл. № ФС77-4211. DOI: 10.7463/ 0915. 0811180.

26. Гальперов В.И., Массель Л.В. Агент декомпозиции схемы ЭЭС Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2016661005 от 28.09. 2016.

27. Гальперов В.И., Массель Л.В. Агент оценивания состояния ЭЭС. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2016661107 от 30.09. 2016.

28. Гальперов В.И., Массель Л.В. Агент координации. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2016661105 от 30.09. 2016.

29. Гальперов В.И., Массель Л.В. Агент агрегирования. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2016661106 от 30.09. 2016.

30. Гальперов В.И., Массель Л.В. Агент мониторинга и контроля функционирования многоагентной системы. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2016661065 от 28.09. 2016.

31. Гальперов В.И., Массель Л.В. Многоагентная система для оценивания состояния ЭЭС EstateMAS. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2016661113 от 30. 09. 2016.

32. Копайгородский А.Н. Система онтологического моделирования (GrM OntoMap) // Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2014661275 от 28.10.2014.

33. Массель Л.В., Иванов Р.А., Чемезов А.А. Web-приложение для 3d-визуализации в исследованиях и обосновании решений в энергетике // Образовательные ресурсы и технологии. 2014. № 5. - С. 101-107. [Электронный ресурс]. URL: http://www.muiv.ru/vestnik/pdf/pp/ot_2014_5_101-107.pdf.

ГЛАВА 8

ЭНЕРГЕТИКА – ЗА 50-ЛЕТНИМ ГОРИЗОНТОМ (ОТ ФАНТАЗИЙ – К ИДЕЯМ И ЦЕЛЕВОМУ ВИДЕНИЮ)

Энергетика в современном виде существует немногим более 100 лет. И план ГОЭЛРО, принятый в 1920 г., в свое время казался фантазией, а его вдохновителя Г. Уэллс назвал «кремлевским мечтателем». Но жизнь показала, что объединив мечту и государственную энергетическую политику, мы получили новую энергопромышленную цивилизацию, позволившую стране перейти от ручного крестьянского плуга к уникальным фабрикам электричества и мощным энергометаллургическим и энергопромышленным комплексам. И на новой энергетической основе страна не только выиграла «войну моторов» во время ВОВ, но и проложила дорогу в космос, оставаясь ядерной военной и гражданской державой.

Сегодня развитие электроэнергетики требует нового организационно-технологического подхода, ибо будущее страны – это социогуманитарная (по цели) и энергоинформационная (по средствам) цивилизация. Каков будет конкретный облик будущей энергетики – сегодня предсказать трудно и даже невозможно, ибо темпы технологического развития, тем более в сочетании с информационным обновлением на основе интеллектуальных человеко-машинных систем, все более и более ускоряются.

И все же заглядывать за полувековой горизонт – не только нужно, но и можно. Нужно – потому, что в силу инерционности масштабного развития электроэнергетики то, что будет составлять основу новой энергетической цивилизации, через полвека должно пройти путь промышленного освоения, а перед этим – стадию пилотных проектов, а главное – организационно-технологический форсайт.

Поэтому, говоря об инновационной энергетике – 21, в данной работе отражены как ожидаемые в ближайшие 15-20 лет (до 2035 г., в

соответствии с новой Энергетической стратегией России) информационно-технологические решения, так и прорывные организационно-технологические инновации, которые в этот период еще только будут рассматриваться в виде ожидаемых форсайтных предположений.

К числу таких прорывных решений, радикально изменяющих облик будущей энергетики, следует, в первую очередь, отнести новую энергоинформационную структуру «умной» энергетики (Smart Energy). Эта инфраструктура будет развиваться на основе как минимум трех принципиально новых подходов.

– Она будет не радиально-кольцевой, с явно выраженными крупными центрами генерации и потребления, а ячеистой (распределенной), обладающей большей надежностью и живучестью и отражающей необходимость сочетания электрических связей большой и малой мощностей, централизованных и децентрализованных систем, традиционной топливной (в первую очередь газовой) и нетрадиционной возобновляемой энергетики. Эта сеть, по аналогии с информационными интернет-сетями, будет формироваться структурно как «энергонет».
– Не следует ожидать даже на столь отдаленный период появления каких-либо принципиально новых энергоисточников, альтернативно заменяющих существующую генерацию.

Даже если будут осуществлены научно-технологические прорывы в области термоядерной или космической энергии большой мощности, они не смогут решить проблему комплексной электрификации страны, где будут зоны с высокой и низкой концентрацией нагрузки.

Более перспективным представляется развитие исследований и пилотных проектов по малой атомной энергетике, включая микроисточники на радиоактивных изотопах (карманные атомные батарейки).

Качественно новыми источниками энергии могут стать топливные (электрохимические), а так же биоэнергетические элементы, обеспечивающие широкий спектр новых энергетических услуг, в том числе для тригенерации – одновременного производства электроэнергии, тепла и пресной воды.

– Новая инфраструктура не будет однородно сетевой, а обязательно будет включать в себя различные накопители, преобразователи частоты и напряжения, быстродействующие контакторы с ограничителями восстанавливающегося напряжения, импульсные установки, позволяющие использовать у потребителя не только постоянный и переменный (50, 60 или 400 Гц) ток, но и

энергопотоки с большей упорядоченностью (лазерные, направленно-взрывные, на основе изменения фазочастотных характеристик системы).

Это тем более важно, что будущая инфраструктура будет интегрировать не только региональные, но и межгосударственные объединения, не только физические, силовые, но и информационные потоки энергии, а также рыночные связи, посредством которых могут формироваться энергообъединения нового типа ЕЭС-2.0.

В составе энергетической инфраструктуры найдут применение смешанные коммуникации (трубопроводного, железнодорожного и электросетевого типа). В составе нового объединения перспективными станут и коммуникации с трансформируемыми видами передаваемой энергии (водно-энергетические связи, водородные кабели, энергоемкие металлокерамические провода и конденсаторы).

Энергоинформационная инфраструктура, объединяющая с помощью новых связей «большую» и «малую» энергетику, комплексную генерацию и активного потребителя, станет не просто увязывать все элементы в одно целое, но и позволит формировать саморазвивающуюся и самообучаемую электроэнергетику, обеспечивающую потребителя не только достаточными (в количественном и качественном выражении) поставками энергии и прочим спектром энергетических услуг.

Инфраструктура будет не только адаптивно встраивать новые технологические решения и установки. Она по принципу направленной генной инженерии будет формировать требования к новым звеньям энергоинформационной системы, обеспечивая при этом повышение общей эффективности всей системы.

Определяющим при этом станет новая роль человека в такой эргатической системе, который придает ей черты «умной» (а не просто роботизированной) интеллектуальной системы, направленной на обеспечение жизнедеятельности нового социогуманитарного общества.

Поэтому одной из важнейших задач формирования инновационной электроэнергетики – 21 становится задача формирования самого человека нового типа – не просто квалифицированного специалиста, инженера широкого профиля, но и человека-творца, умеющего мечтать о будущем и последовательно стремиться к его осуществлению.

НАУЧНОЕ ИЗДАНИЕ

ИННОВАЦИОННАЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА – 21

Под редакцией
чл.-корр. РАН В.М. Батенина,
проф. В.В. Бушуева,
чл.-корр. РАН Н.И. Воропая

Компьютерная верстка Щербаков В.М.
Редактор Крылосов С.И.

Подписано в печать 01.06. 2017 г.
Формат 70x100 1/16 Печать офсетная.
Печатных листов 36
Тираж 500 экз.
Заказ № 118

Издательский центр «Энергия»
125009, г. Москва, Дегтярный пер., д. 9
тел. +7 (495) 229-4241 доб. 224.