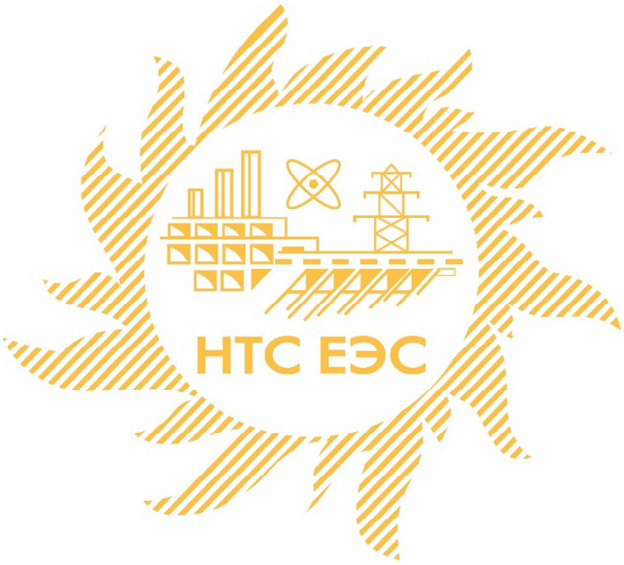
100-летию принятия

плана ГОЭЛРО

посвящается



ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА В НАЦИОНАЛЬНЫХ ПРОЕКТАХ

Под редакцией проф. Н.Д. Рогалева

Москва
Издательство МЭИ
2020

УДК 620
ББК 31
Э 65

Э 65 Электроэнергетика в национальных проектах / под ред. Н.Д. Рогалева. – М.: Издательство МЭИ, 2020. – 344 с.

ISBN 978-5-7046-2348-9

В сборнике электроэнергетика представлена как одна из стратегических задач развития Российской Федерации в национальных проектах.

Рассмотрены задачи модернизации, экологии, науки, цифровой энергетики, безопасности, образования, генерации электрической и тепловой энергии, передачи и распределения электроэнергии, международной кооперации и экспорта электроэнергии.

В книгу вошли статьи ведущих ученых и специалистов отрасли.

УДК 620
ББК 31

ISBN 978-5-7046-2348-9

© НП «НТС ЕЭС», 2020
© Национальный исследовательский университет «МЭИ», 2020

Авторы

Черезов А.В.	Заместитель Министра энергетики Российской Федерации, Председатель Наблюдательного совета НП «НТС ЕЭС»
Рогалев Н.Д.	Президент НП «НТС ЕЭС» – д.т.н., профессор, Ректор НИУ «МЭИ»
Есяков С.Я.	Депутат Государственной Думы Российской Федерации, Заместитель Председателя Комитета Государственной Думы по энергетике, к.э.н.
Адамов Е.О.	научный руководитель ПН «Прорыв», д.т.н., проф.
Адамоков Р.К.	директор по развитию АО «Татэнерго», советник генерального директора ООО «Инженерный центр МЭИ», к.э.н., доц.
Александров Н.М.	ООО «НПП «Динамика»
Асташев М.Г.	зав. каф. промышленной электроники НИУ «МЭИ», к.т.н., доц.
Ахметова И.Г.	проректор по научной работе КГЭУ, д.т.н., доц.
Ахметшин А.Р.	к.т.н., доц. каф. «ЭМС» КГЭУ
Баринов В.А.	зав. отделением перспектив развития электроэнергетики АО «ЭНИН», д.т.н.
Бушуев В.В.	генеральный директор Института энергетической стратегии, главный научный сотрудник ОИВТ РАН, д.т.н., проф.
Ванин А.С.	доц. каф. электроэнергетических систем НИУ «МЭИ», к.т.н.
Воденников Д.А.	директор филиала ПАО «МОЭСК» – «Московские кабельные сети»
Воропай Н.И.	чл.-корр. РАН, д.т.н., проф., научный руководитель Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН
Воротницкий В.Э.	зам. генерального директора ООО «Энергоэкспертсервис», д.т.н., проф.
Жилкина Ю.В.	главный эксперт ПАО «ФСК ЕЭС», к.э.н.
Зинин В.М.	НГТУ им. Р.Е. Алексеева, АО «НИПОМ»

Илюшин П.В.	проректор по научной работе ФГАОУ ДПО «Петербургский энергетический институт повышения квалификации», к.т.н.
Каширский А.А.	начальник аналитического отдела АО «Прорыв»
Колибаба В.И.	зав. каф. экономики и организации предприятия ИГЭУ имени В.И. Ленина, д.э.н., проф.
Колосок И.Н.	д.т.н., ведущий научный сотрудник Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН
Коркина Е.С.	к.т.н., старший научный сотрудник Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН
Королев В.М.	аспирант каф. электроэнергетических систем НИУ «МЭИ»
Крупенев Д.С.	ФГБУН Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН
Куликов А.Л.	НГТУ им. Р.Е. Алексеева, АО «НИПОМ»
Кутовой Г.П.	заслуженный энергетик России, научный руководитель Центра экономических методов управления в энергетике КЭУ НП «КОНЦ ЕЭС», заместитель председателя Комитета энергетической стратегии и развития ТЭК ТПП РФ, к.т.н., д.э.н., проф.
Лисин Е.М.	проф. каф. экономики в энергетике и промышленности НИУ «МЭИ», д.э.н., доц.
Литвинов П.В.	начальник Аналитического отдела АО «РТСофт»
Лунин К.А.	генеральный директор АО «ЭНИН», к.т.н.
Любарский Ю.Я.	АО «НТЦ ФСК ЕЭС», д.т.н.
Морозова А.А.	ассистент кафедры экономики и организации предприятия ИГЭУ имени В.И. Ленина, аспирант
Новиков Н.Л.	зам. научного руководителя НТЦ ФСК, вед. научный сотрудник ОИВТ РАН, д.т.н., проф.
Осак А.Б.	научный сотрудник Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН
Осика Л.К.	ООО «Московское отделение ЦКТИ»
Панфилов Д.И.	проф. каф. промышленной электроники НИУ «МЭИ», д.т.н., проф.

Перминов Э.М.	Заслуженный энергетик ОАО РАО «ЕЭС России», председатель секции, член Президиума Научно-технической коллегии НП «НТС ЕЭС, почётный проф. НИУ МЭИ, Почётный энергетик Минэнерго РФ
Рачков В.И.	научный руководитель НИОКР ПН «Прорыв», д.т.н., проф., чл.-кор. РАН
Редько И.Я.	заместитель генерального директора АО «ЭНИН», д.т.н., проф.
Сендеров С.М.	ФГБУН Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН
Солуянов Ю.И.	президент Ассоциации «Росэлектромонтаж», д.т.н., проф.
Тульский В.Н.	директор института электроэнергетики НИУ «МЭИ», к.т.н., доц.
Фадеева Г.В.	заслуженный экономист России, Почетный строитель России, генеральный директор ЗАО «Сибирский центр ценообразования в строительстве, промышленности и энергетике», д.э.н.
Федотов А.И.	вед. научн. сотрудник ООО «Инжиниринговый центр КГЭУ», д.т.н., проф.
Хренников А.Ю.	вед. научн. сотрудник ООО «Инжиниринговый центр КГЭУ», д.т.н., проф.
Шарафеев Т.Р.	НГТУ им. Р.Е. Алексеева, АО «НИПОМ»
Щипицин И.А.	начальник отдела внешних информационных систем филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Центра

Содержание

ОБРАЩЕНИЕ К ЧИТАТЕЛЯМ
Заместителя Министра энергетики Российской Федерации,
Председателя Наблюдательного совета НП «НТС ЕЭС» А.В. Черезова… 10

ОБРАЩЕНИЕ К ЧИТАТЕЛЯМ
Президента НП «НТС ЕЭС», Ректора НИУ «МЭИ»,
проф. д.т.н. Н.Д. Рогалева…… 12

ОБРАЩЕНИЕ К ЧИТАТЕЛЯМ
Депутата Государственной Думы Российской Федерации, Заместителя председателя Комитета Государственной Думы по энергетике, к.э.н., С.Я. Есякова……... 14

СТРАТЕГИЯ РАЗВИТИЯ ЯДЕРНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ (***Адамов Е.О.,*** научный руководитель ПН «Прорыв», д.т.н., проф.; ***Рачков В.И.,*** научный руководитель НИОКР ПН «Прорыв», д.т.н., проф., чл.-кор. РАН; ***Каширский А.А.***, начальник аналитического отдела АО «Прорыв») ..…..…… 16

ПРОБЛЕМЫ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РОССИЙСКОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ В УСЛОВИЯХ ГЛОБАЛЬНЫХ ВЫЗОВОВ (***Адамоков Р.К.,*** директор по развитию АО «Татэнерго», советник генерального директора ООО «Инженерный центр МЭИ», к.э.н., доц.)……...……... 24

СОЗДАНИЕ КОМПЛЕКСНЫХ ИНТЕГРИРОВАННЫХ СИСТЕМ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ В УСЛОВИЯХ ПРОИСХОДЯЩИХ В МИРЕ ПРОЦЕССОВ ТРАНСФОРМАЦИИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ (***Баринов В.А.,*** зав. отделением перспектив развития электроэнергетики АО «ЭНИН», д.т.н.; ***Лунин К.А.,*** генеральный директор АО «ЭНИН», к.т.н.; ***Редько И.Я.,*** заместитель генерального директора АО «ЭНИН», д.т.н., проф.)……..…….…… 32

ИНФРАСТУКТУРНЫЕ НАКОПИТЕЛИ В ЭНЕРГЕТИКЕ (***Бушуев В.В.,*** генеральный директор Института энергетической стратегии, главный научный сотрудник ОИВТ РАН, д.т.н., проф.; ***Новиков Н.Л.,*** зам. научного руководителя НТЦ ФСК, вед. научный сотрудник ОИВТ РАН, д.т.н., проф.)……. 48

ПРОБЛЕМЫ КИБЕРБЕЗОПАСНОСТИ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ (***Воропай Н.И.,*** институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН; ***Колосок И.Н.,*** институт систем энергетики им. Л.А.Мелентьева СО РАН г. Иркутск; ***Коркина Е.С.,*** институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН; ***Осак А.Б.,*** Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН)……. 67

СИСТЕМНОЕ РЕШЕНИЕ КЛЮЧЕВЫХ ПРОБЛЕМ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ ТРЕБУЕТ АКТИВНОГО УЧАСТИЯ ГОСУДАРТСВА (***Воротницкий В.Э.,*** зам. генерального директора ООО «Энергоэкспертсервис», д.т.н., проф.)……..… 89

ВЛИЯНИЕ ЦИФРОВОЙ ЭКОНОМИКИ НА ЦИФРОВИЗАЦИЮ ЭНЕРГЕТИКИ (***Жилкина Ю.В.,*** главный эксперт ПАО «ФСК ЕЭС», к.э.н.; ***Воденников Д.А.,*** директор филиала ПАО «МОЭСК» – «Московские кабельные сети»)…….…….. 110

МОДЕРНИЗАЦИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ В УСЛОВИЯХ МАССОВОЙ ИНТЕГРАЦИИ РАСПРЕДЕЛЕННЫХ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ (***Илюшин П.В.,*** проректор по научной работе ФГАОУ ДПО «Петербургский энергетический институт повышения квалификации», к.т.н.)……..……... 123

КЛАСТЕРНЫЙ ПОДХОД К КОНТРОЛЛИНГУ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ (***Колибаба В.И.,*** зав. каф. экономики и организации предприятия ИГЭУ имени В.И. Ленина, д.э.н., проф.; ***Морозова А.А.,*** ассистент кафедры экономики и организации предприятия ИГЭУ имени В.И. Ленина, аспирант)……..……...….... 145

ПРИНЦИПЫ РЕАЛИЗАЦИИ КИБЕРБЕЗОПАСНЫХ РЕШЕНИЙ ДЛЯ КРОССПЛАТФОРМЕННЫХ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ ЭЛЕКТРОННЫХ УСТРОЙСТВ (ИЭУ) В СОСТАВЕ ЦИФРОВЫХ ПОДСТАНЦИЙ (ЦПС) (***Куликов А.Л.,*** НГТУ им. Р.Е. Алексеева, АО «НИПОМ»; ***Зинин В.М.,*** НГТУ им. Р.Е. Алексеева, АО «НИПОМ»; ***Шарафеев Т.Р.,*** НГТУ им. Р.Е. Алексеева, АО «НИПОМ»)… 167

РЕСУРСЫ ЕСТЬ. НУЖНЫ ЦЕНЫ (ТАРИФЫ) НА ЭНЕРГОРЕСУРСЫ ДЛЯ ПРОРЫВНОГО ЭКОНОМИЧЕСКОГО РОСТА В НАШЕЙ СТРАНЕ (***Кутовой Г.П.,*** заслуженный энергетик России, научный руководитель Центра экономических методов управления в энергетике КЭУ НП «КОНЦ ЕЭС», заместитель председателя Комитета энергетической стратегии и развития ТЭК ТПП РФ, к.т.н., д.э.н., проф.)……. 179

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕХАНИЗМОВ УПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЕМ ТЕРРИТОРИАЛЬНЫХ ЭНЕРГОСИСТЕМ В УСЛОВИЯХ ЛИБЕРАЛИЗАЦИИ (***Лисин Е.М.,*** д.э.н., доц., проф. кафедры экономики в энергетике и промышленности НИУ «МЭИ»)…….. 194

СОВРЕМЕННЫЕ СПОСОБЫ ОБРАБОТКИ ВРЕМЕННЫХ РЯДОВ НА ПРИМЕРЕ АНАЛИЗА ВЛИЯНИЯ ЭПИДЕМИОЛОГИЧЕСКОЙ ОБСТАНОВКИ НА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКУ В РОССИИ (***Литвинов П.В.,*** начальник Аналитического отдела АО «РТСофт»)……..…… 204

ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ СОВРЕМЕННЫХ ЦИФРОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ СОЗДАНИЯ СИСТЕМ МОНИТОРИНГА И ДИАГНОСТИКИ ЛОПАСТНЫХ МАШИН МАЛОЙ И СРЕДНЕЙ МОЩНОСТИ (***Осика Л.К.,*** ООО «Московское отделение ЦКТИ»)……. 218

ИНДУСТРИАЛИЗАЦИЯ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИЯ СТРАНЫ – ФУНДАМЕНТ ИСТОРИЧЕСКОЙ ПОБЕДЫ СОВЕТСКОГО НАРОДА (***Перминов Э.М.,*** Заслуженный энергетик ОАО РАО «ЕЭС России», председатель секции, член Президиума научно-технической коллегии НП «НТС ЕЭС, почетный проф. НИУ МЭИ, Почётный энергетик Минэнерго РФ)…….. 227

КРИТИЧЕСКИ ВАЖНЫЕ ОБЪЕКТЫ ЭНЕРГЕТИКИ С ПОЗИЦИЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ: МЕТОДОЛОГИЯ И ПРАКТИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ НА ПРИМЕРЕ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ И ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ (***Сендеров С.М.,*** ФГБУН Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН; ***Крупенев Д.С.,*** ФГБУН Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН)… 251

ЭНЕРГО- И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ В СИСТЕМАХ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДСКИХ И СЕЛЬСКИХ АГЛОМЕРАЦИЙ ПУТЕМ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ АТУАЛИЗИРОВАННЫХ УДЕЛЬНЫХ НАГРУЗОК (***Солуянов Ю.И.,*** президент Ассоциации «Росэлектромонтаж», д.т.н., проф.; ***Федотов А.И.,*** вед. научн. сотрудник ООО «Инжиниринговый центр КГЭУ», д.т.н., проф.; ***Ахметова И.Г.,*** проректор по научной работе КГЭУ, д.т.н., доц.; ***Ахметшин А.Р.,*** к.т.н., доц. каф. «ЭМС» КГЭУ)……..…... 272

НОВЫЕ МЕТОДЫ И СРЕДСТВА УПРАВЛЕНИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫМИ СЕТЯМИ (***Тульский В.Н.,*** директор института электроэнергетики НИУ «МЭИ», к.т.н., доц.; ***Панфилов Д.И.,*** проф. каф. промышленной электроники НИУ «МЭИ», д.т.н., проф.; ***Асташев М.Г.,*** зав. каф. промышленной электроники НИУ «МЭИ», к.т.н., доц.; ***Ванин А.С.,*** доц. каф. электроэнергетических систем НИУ «МЭИ», к.т.н.; ***Королев В.М.,*** аспирант каф. электроэнергетических систем НИУ «МЭИ»)……..... 285

КОНЦЕПЦИЯ ИННОВАЦИННОЙ РАЗРАБОТКИ СМЕТНЫХ НОРМАТИВОВ ПО РЕМОНТУ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ В РОССИИ (***Фадеева Г.В.,*** заслуженный экономист России, Почетный строитель России, генеральный директор ЗАО «Сибирский центр ценообразования в строительстве, промышленности и энергетике», д.э.н.)……..... 297

ЦИФРОВИЗАЦИЯ В ДИСПЕТЧЕРСКОМ УПРАВЛЕНИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИМИ СЕТЯМИ (***Хренников А.Ю.,*** вед. научн. сотрудник ООО «Инжиниринговый центр КГЭУ», д.т.н., проф.; ***Любарский Ю.Я.,*** АО «НТЦ ФСК ЕЭС», д.т.н.; ***Александров Н.М.,*** ООО «НПП «Динамика») …… 321

ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЗАЩИТЫ ИНФОРМАЦИИ НА КРИТИЧЕСКИ ВАЖНЫХ ОБЪЕКТАХ АСУ ТП (ССПИ) СУБЪЕКТОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ОДНОНАПРАВЛЕННОЙ ПЕРЕДАЧИ ДАННЫХ (***Щипицин И.А.,*** начальник отдела внешних информационных систем филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Центра)…… 334

Обращение к читателям

А.В. Черезова

Заместителя Министра энергетики Российской Федерации,
Председателя Наблюдательного совета НП «НТС ЕЭС»

Уважаемые читатели сборника!

В целях осуществления прорывного научно-технологического и социально-экономического развития Российской Федерации, увеличения численности населения страны, повышения уровня жизни граждан, создания комфортных условий для их проживания, а также условий и возможностей для самореализации и раскрытия таланта каждого человека перед Правительством Российской Федерации поставлена задача обеспечения достижения национальных целей на период до 2024 года (Указ Президента Российской Федерации от 7 мая 2018 года № 294 «О национальных целях и стратегических задачах развития Российской Федерации на период до 2024 года»).

В рамках «майского» Указа Президента РФ **В.В. Путина** Минэнерго России реализует национальные проекты «Экология», «Цифровая экономика», «Международная кооперация и экспорт», «Жилье и городская среда» и др.

В частности, руководствуясь национальным проектом «Цифровая экономика», Минэнерго России осуществляет политику масштабной цифровизации электроэнергетики.

Реализуется также национальный проект по внедрению систем энергоснабжения для отдаленных и изолированных территорий, что будет способствовать развитию в стране малой распределенной генерации на основе отечественных технологий.

Еще один важный национальный проект в электроэнергетике направлен на развитие отечественного производства газотурбинных установок большой мощности, что позволит решить актуальную задачу по замещению иностранного оборудования и обеспечить энергетические компании конкурентоспособными газовыми турбинами российского производства.

Для повышения пропускной способности линий электропередачи и устойчивости работы энергосистемы реализуется проект по внедрению сверхпроводниковых технологий. Его реализация обеспечит переход на новые типовые решения схем энергоснабжения, что даст мультипликативный эффект для развития других отраслей промышленности.

В мероприятиях по отбору национальных проектов в электроэнергетике принимают участие представители ведущих компаний отрасли, федеральных органов исполнительной власти, институтов развития, научного и экспертного сообщества.

При этом роль научной общественности, мнение которой представляет НП «НТС ЕЭС», по отбору и реализации национальных проектов весьма значительна.

В сборнике рассматривается широкий круг вопросов, связанных с развитием ядерной и тепловой энергетики России, модернизацией распределительных сетей, созданием комплексных интегрированных систем энергоснабжения, проблемами кибербезопасности в электроэнергетических системах и энергетической безопасности страны, совершенствованием механизмов управления развитием территориальных энергосистем, цифровизацией и тарифами на энергоресурсы.

С уважением,
Заместитель Министра энергетики Российской Федерации,
Председатель Наблюдательного совета НП «НТС ЕЭС»
Андрей Владимирович Черезов

Обращение к читателям

Н.Д. Рогалева
Президента НП «НТС ЕЭС»,
Ректора НИУ «Московский энергетический институт»

Уважаемые коллеги, читатели сборника!

В декабре этого года исполняется 100 лет с момента принятия плана ГОЭЛРО. Государственный план электрификации России стал первым перспективным планом развития экономики страны, принятым и реализованным в России после его одобрения VIII Всероссийским съездом Советов.

ГОЭЛРО был планом развития не только энергетики, но и всей экономики страны. Он стал в России первым государственным планом и положил начало последующей системе планирования народного хозяйства.

Системный подход, принятый в плане ГОЭЛРО, и сегодня является образцом государственной политики, базирующейся на опережающем развитии электроэнергетики и комплексном подходе к развитию экономики страны.

В настоящее время в нашей стране реализуются национальные проекты, среди которых электроэнергетика играет ведущую роль. Некоммерческое партнерство «Научно-технический совет Единой энергетической системы» (Партнерство), являясь авторитетным органом, формирующим мнение научной общественности и специалистов по проблемам функционирования и развития отрасли и ЕЭС России, считает своей задачей участвовать в выполнении поставленных Минэнерго России задач, в том числе и по выполнению национальных проектов.

Основными темами статей данного сборника стали проблемы функционирования и развития электроэнергетики России и пути их решения в рамках национальных проектов, принятых указом Президента России **В.В. Путина** от 7 мая 2018 года № 204 «О национальных целях и стратегических задачах развития Российской Федерации на период до 2024 года».

В сборник вошли статьи ведущих ученых и специалистов отрасли.

С уважением,
Президент НП «НТС ЕЭС»,
Ректор НИУ «МЭИ»,
профессор, доктор технических наук
Николай Дмитриевич Рогалев

Обращение к читателям

С.Я. Есякова

Депутата Государственной Думы Российской Федерации,
Заместителя председателя Комитета Государственной Думы
по энергетике

Уважаемые читатели сборника!

Комитет по энергетике Государственной Думы осуществляет законодательное регулирование деятельности отраслей топливно-энергетического комплекса – электроэнергетики, атомной энергетики, газовой, нефтяной и угольной отраслей.

Комитет выступает, в том числе, и в качестве государственной площадки для диалога между законодательной властью и научным отраслевым сообществом с целью обсуждения законодательных инициатив, проблем энергетики и принятия необходимых для их преодоления решений.

На протяжении последних лет топливно-энергетический комплекс демонстрирует эффективную работу и устойчивое развитие во многом благодаря и эффективному законодательному обеспечению со стороны Комитета.

Большинство законопроектов, рассматриваемых Комитетом, касается электроэнергетики. Это свидетельствует о том, что реформа отрасли, формально уже завершившаяся, по сути, продолжается и нуждается в совершенствовании. Среди важных – проблемы совершенствования работы оптового рынка электроэнергии, развития розничных рынков электроэнергии и распределенной энергетики, доступности электроэнергии, надежности и качества поставок электроэнергии.

Главная цель работы отрасли – удовлетворение платежеспособного спроса на электрическую и тепловую энергию при одновременном обеспечении качества энергии, надежности ее поставки, доступности цен и энергетической инфраструктуры. Достижению этих важных целей способствует законодательное обеспечение отрасли.

Я хочу поблагодарить президента Научно-технического совета Единой энергетической системы России, ректора НИУ «МЭИ» **Н.Д. Рогалева** за то, что им инициировано издание данного сборника, в котором обсуждаются проблемы электроэнергетики в свете реализации национальных проектов, и выражаю уверенность, что и в дальнейшем мы будем продолжать плодотворное сотрудничество.

С уважением,
Депутат Государственной Думы Российской Федерации,
кандидат экономических наук
Сергей Яковлевич Есяков

СТРАТЕГИЯ РАЗВИТИЯ ЯДЕРНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ

Адамов Е.О.,
научный руководитель ПН «Прорыв», д.т.н., проф.

Рачков В.И.,
научный руководитель НИОКР ПН «Прорыв», д.т.н., проф., чл.-кор. РАН

Каширский А.А.,
начальник аналитического отдела АО «Прорыв»

На сегодняшний день можно уверенно констатировать, что Россия является признанным международным лидером в сфере развития ядерных энергетических технологий, способствуя созданию устойчивой, безопасной, экологически чистой и конкурентоспособной электроэнергетики. Научно-техническая и производственная база создания АЭС на базе РТН позволила отечественным технологиям успешно конкурировать на международных рынках, однако, в мировом масштабе, спрос на ядерную энергетику продолжает уступать альтернативным способам генерации, включая традиционные источники энергии на ископаемом топливе. Стратегии развития производственных систем любого масштаба существуют в первую очередь для исключения тупиковых сценариев их реализации, которые, в свою очередь, могут быть спровоцированы неоптимальным, небезопасным или экономически нецелесообразным использованием имеющихся финансовых, сырьевых, людских и прочих ресурсов. Именно по этой причине многие специалисты атомной отрасли России сегодня работают над тем, чтобы будущая ядерная энергетика опиралась на технологии, позволяющие полностью раскрыть потенциал безопасного использования АЭС для обеспечения энергетических потребностей населения и промышленности. Причем эти усилия направлены не только на совершенствование АЭС, но и всего топливного цикла ядерной энергетики.

Исторически выбор в пользу развития той или иной технологии генерации практически всегда определялся исходя из их экономической целесообразности. Во многих регионах мира технология, способная обеспечить производство электроэнергии с наименьшими затратами, и сегодня может претендовать на безусловный приоритет у лиц, принимающих решение о выборе типа объекта генерации для удовлетворения энергетических потребностей населения и промышленности. С течением времени по

мере улучшения благосостояния и качества жизни актуальность вопросов влияния энергетики на здоровье людей и окружающую среду постепенно увеличивалась, и на сегодняшний день задачи по ограничению загрязнения воздуха и глобального потепления стали причиной начала так называемого «энергоперехода» в сторону экологически чистых технологий. Безусловно, эксплуатация любой АЭС, независимо от схемы исполнения ЯТЦ, оказывает минимальное воздействие на окружающую среду. Тем не менее, ряд произошедших аварий (Три-Майл-Айлэнд – 1979 г., Чернобыль – 1986 г., Фукусима – 2011 г.) повысили градус радиофобии в обществе настолько, что повторение еще одной подобной им чрезвычайной ситуации может окончательно похоронить востребованность АЭС на всех энергетических рынках. Стремление повысить безопасность АЭС, используя различные активные системы безопасности, привело к существенному удорожанию энергоблоков и полной потере их конкурентоспособности в странах со слабой государственной поддержкой ЯЭ. Не решена также проблема долгосрочного обращения с ОЯТ (отработавшем ядерным топливом) и РАО (радиоакивными отходами), из-за которой многие страны отказываются рассматривать ядерные энергетические технологии как элемент собственного топливного баланса по причине отсутствия доверия населения к обоснованности существующих решений в части захоронения отходов. Наконец, в долгосрочной перспективе ограниченные запасы природного урана не позволяют рассчитывать на то, что текущие решения исключительно на базе РТН могут обеспечить одновременно устойчивое развитие ЯЭ в России и потребности зарубежных проектов АЭС.

Еще до аварии на АЭС «Фукусима-1», на основе анализа предшествующего опыта мировой ядерной энергетики в Минатоме РФ была разработана, а Правительством РФ в 2000 г. одобрена «Стратегия развития атомной энергетики России в первой половине XXI века». Основные принципы энергетической безопасности, изложенные в этой стратегии, сохраняют актуальность и по сей день не только для России, но и для всего остального мира: независимость от исчерпаемых природных ресурсов, рост возобновляемых источников энергии в энергетическом балансе (в первую очередь ЯЭ на базе РБН и замкнутого ЯТЦ), экологическая приемлемость энергетики, экономия органического сырья.

В том же году Президент РФ на Саммите тысячелетия выступил с инициативой по использованию потенциала ядерной энергетики для обеспечения долгосрочного устойчивого развития мировой энергетической

отрасли. Тем не менее, за прошедшие десятилетия ЯЭ упустила время для смены технологических платформ, и ее доля в мировом электропроизводстве с 18% опустилась ниже 11%.

С учетом этих факторов, в 2018 году была разработана «Стратегия развития ядерной энергетики России до 2050 года и перспективы на период до 2100 года» (далее Стратегия-2018). В этом документе определены основные долгосрочные цели, задачи и курс действий, которые должны быть реализованы для того, чтобы ЯЭ смогла не только существовать наравне с конкурирующими технологиями генерации в будущем, но и стать фундаментом для «низкоуглеродной» энергетики России, и, потенциально, всего мира. Для этого ЯЭ будущего должна удовлетворять ряду требований, гарантирующих целесообразность ее применения.

1. Гарантированная безопасность атомной генерации, промышленных объектов ЯТЦ и обращения с РАО, с минимальным негативным экологическим воздействием на окружающую среду, не создающим опасности для биосферы.

2. Экономическая конкурентоспособность на внутреннем и внешнем рынках для объектов генерации электрической и тепловой энергии.

3. Дифференциация структуры и назначения энергопроизводства (электроэнергетика, теплоснабжение, опреснение воды, производство водорода и моторного топлива и т.д.).

4. Отсутствие видимых ограничений по ресурсной базе.

5. Гарантированная безопасность окончательной изоляции радиоактивных отходов.

6. Технологическая поддержка режима нераспространения.

Для того чтобы выявить те варианты развития ЯЭ, которые не являются устойчивыми с точки зрения ресурсного обеспечения или приемлемости принятой в России политики обращения с ОЯТ и РАО, в рамках работы над Стратегией-2018 проведен сравнительный анализ сценариев развития ЯЭ России до 2100 года. Рассматривались различные опции исполнения ЯТЦ и развития реакторного парка РТН и РБН (реактор на быстрых нейтронах) с учетом форсированных (сценарий «базовый») и умеренных (сценарий «базовый-штрих») темпов развития установленной мощности АЭС.

1. Вариант развития ЯЭ России на основе существующих технологий (современные ВВЭР, «открытый» ЯТЦ).

2. Вариант на основе эволюционного развития технологии ВВЭР в условиях «открытого» ЯТЦ (расход урана новых ВВЭР несколько ниже, чем в текущих АЭС).

3. Вариант развития с переработкой ОЯТ, частичным замыканием ЯТЦ и использованием регенерированных ЯМ в тепловых реакторах (однократный рецикл МОКС топлива в ВВЭР).

4. Вариант развития реакторной технологии РБН и ЗЯТЦ на МОКС-топливе (постепенный переход на реакторные технологии БН с КВ=1,25).

5. Вариант развития с вводом быстрых реакторов с повышенным КВ и ЗЯТЦ на СНУП-топливе (частичный переход на БН с КВ=1,5 и сохранением некоторой доли ВВЭР, использующих МОХ топливо).

6. Вариант развития с вводом быстрых реакторов с КВ~1 и ЗЯТЦ на СНУП-топливе (постепенный переход на реакторные технологии РБН со свинцовым теплоносителем с КВ ~1).

В Стратегии-2018 достаточно наглядно показано, что в сценариях с открытым ЯТЦ национальные запасы природного урана (оцененные в 512 тыс. т по данным АРМЗ) не позволяют обеспечить целевой уровень развития установленной мощности АЭС в XXI веке, что в конечном счете может привести к постепенному сворачиванию всего парка ТР в России (рис. 1). При этом такая энергетика накопит существенный объем ОЯТ (более 60 тыс. т), что будет являться обременением для последующих поколений с финансовой и радиоэкологической точки зрения.

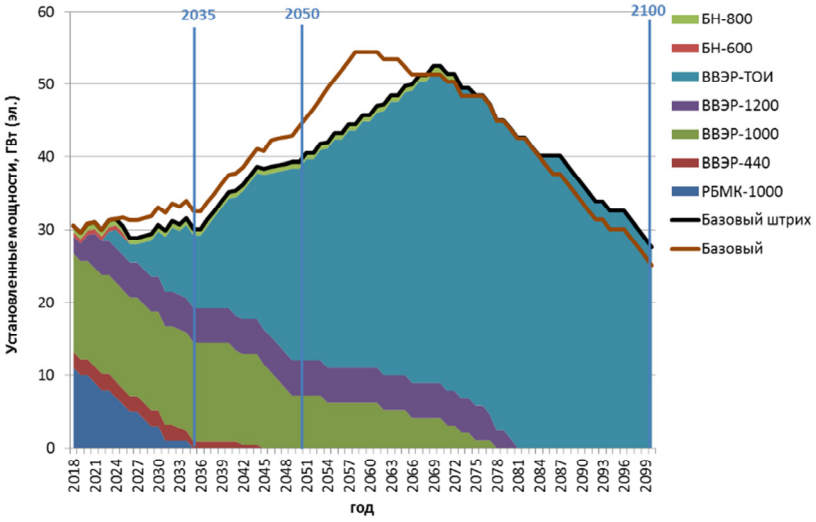


Рис. 1. Пример динамики изменения интегральной мощности АЭС в случае сохранения открытого ЯТЦ в России

Переработка ОЯТ РТН с производством МОХ топлива для ВВЭР позволит использовать запасы накопленного ОЯТ РТН и несколько повысить эффективность использования урана (от 20–30%). Однако такой вариант однократного рециклирования Pu и U не способен устранить ожидаемый дефицит урана в пределах века, и оставляет будущим поколениям новые проблемы в части завершающей части ЯТЦ – обращение с ОЯТ МОХ РТН и МА. Предлагаемые альтернативы с многократным рециклированием Pu и U в реакторах типа ВВЭР (REMIX в России или MIX и CORAIL во Франции) могут теоретически избавить ЯТЦ от необходимости хранения U–Pu ОЯТ ВВЭР (если будет доказано, что рециклировать Pu и U таким способом можно неограниченное количество раз), однако проблемы с МА и дефицитом урана останутся нерешенными.

Вовлечение плутония из ОЯТ РТН в ЗЯТЦ (замкнутый ядерный топливный цикл) с реакторами на быстрых нейтронах и использование потенциала урана-238 в рамках двухкомпонентной структуры ЯЭ позволяет полностью снять ограничения по ресурсам (интегральное потребление урана для обеспечения АЭС России с 2018 г. до конца века не превысит 230 тыс. т) и выделить с последующим рециклированием все проблемные ЯМ из отходов (Pu, U, МА), отправляемых в пункт геологического захоронения. Такой подход снижает суммарную радиотоксичность и радиоактивность, а, следовательно, потенциальную биологическую опасность и пожизненный радиационно-обусловленный риск (LAR) возможной индукции онкозаболеваний от РАО, отправляемых на захоронение до допустимого стандартами безопасности уровня и в приемлемых временных интервалах времени (рис. 2 и 3). Для открытого цикла при захоронении ОЯТ ОЭД может превысить (только по радионуклидам, которые дают более 1% в ОЭД) существующие стандарты безопасности на порядок и потребует радиационного контроля даже спустя 1 млн лет.

Понятно, что при двухкомпонентной структуре ЯЭ возможны различные вариации ЯТЦ, предполагающие достаточно широкий набор топливных технологий и различное соотношение быстрых и тепловых ректоров. Ключевым в данном случае является вопрос конкурентоспособности АЭС с РБН в сравнении не только с ВВЭР, но и с ПГУ, особенно учитывая конъюнктуру рынка природного газа в России. Согласно Стратегии-2018, капитальные расходы на строительство АЭС с реакторными установками БР-1200, являющихся следующим этапом развития технологий быстрых реакторов со свинцовым теплоносителем, предполагается сократить на 20% по сравнению с параметрами ВВЭР-ТОИ. Топливная составляющая стоимости электроэнергии, при этом, не должна превышать тот же параметр для

ВВЭР при текущей стоимости переделов в открытом ЯТЦ. В случае если РБН отвечают заявленным требованиям, ЯЭ будет успешно конкурировать с ТЭС на базе ПГУ, особенно учитывая долгосрочные прогнозы повышения стоимости природного газа для потребителей. Таким образом, используя уже накопленный ресурс Pu в конкурентоспособных РБН, для России открывается возможность создания новой технологической платформы, позволяющей решить все текущие задачи устойчивого развития ЯЭ России в XXI веке.

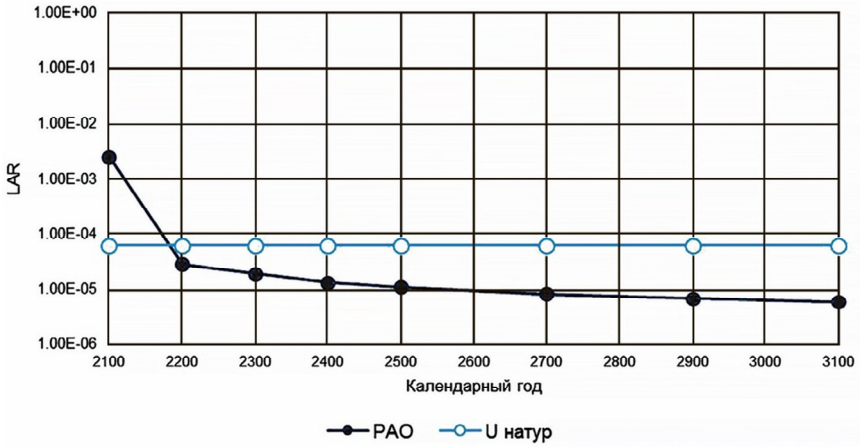


Рис. 2. Выравнивание пожизненных радиационно-обусловленных рисков возможной индукции онкозаболеваний от РАО и от уранового сырья в двухкомпонентной ЯЭ

(точка пересечения кривых через ~100 лет)

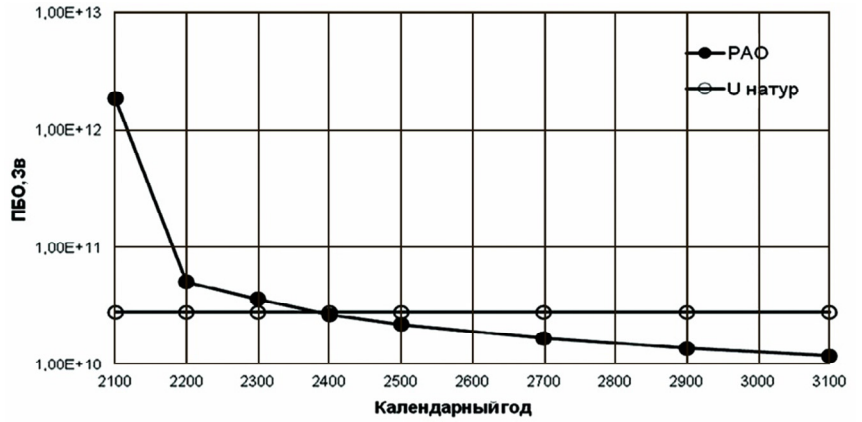


Рис. 3. Выравнивание потенциальной биологической опасности от РАО и от уранового сырья в двухкомпонентной ЯЭ

(точка пересечения кривых через ~300 лет)

Существуют и альтернативные концепции использования РБН в двухкомпонентной ЯЭ, но уже в качестве бридеров Pu для собственного топливообеспечения и обеспечения реакторного парка ВВЭР, который в данной схеме переводится на уран-плутониевое МОХ-топливо. При таком подходе предполагается, что в случае недостижения целевых экономических параметров РБН конкурентоспособность может быть достигнута в тандеме с ВВЭР. Так или иначе, выбор в пользу того или иного варианта развития ЯТЦ двухкомпонентной ЯЭ будет определяться в основном ее экономикой, где в качестве основного критерия для сравнения альтернативных опций выступает стоимость производства кВт·ч. От этого критерия и будет зависеть занимаемая доля РБН в общем энергобалансе (рис. 4).

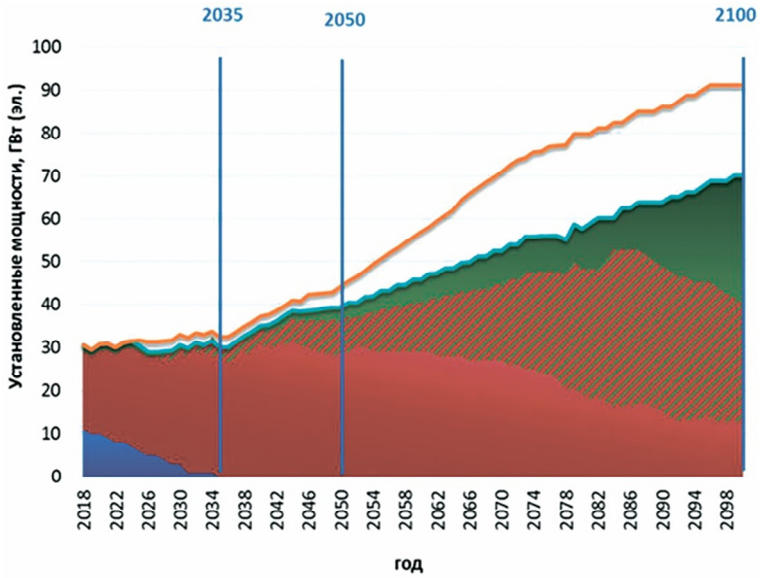


Рис. 4. Принципиальная схема развития двухкомпонентной ЯЭ России в XXI веке

Понятно, что для всех технологий РБН существуют временные риски достижения декларируемых показателей как в части технико-экономических показателей энергоблока, так и в части топливных характеристик. Однако на сегодняшний день также очевидно, что в случае отсутствия форсирования инновационного пути развития ЯЭ через технологии РБН и ЗЯТЦ ставится под сомнение само дальнейшее будущее широкомасштабной ЯЭ. В отсутствие новых решений, способных бросить вызов существующим барьерам к созданию широкомасштабной атомной генерации в России, ее

место займут альтернативные технологии, включая гидростанции, ТЭС на угле и газе, а также ВИЭ. Несмотря на усиленную поддержку безуглеродных способов генерации в мире, главным образом ВИЭ, доля ископаемого топлива в производстве электроэнергии за последние 30 лет практически не изменилась – она осталась на уровне 63–64%. Учитывая крайне скромные темпы замещения традиционной угольной генерации ветрогенераторами и фотовольтаикой и требуемый масштаб этого замещения с учетом достигаемых параметров КИУМ и срока службы ВИЭ, улучшение «качества» производимой электроэнергии, с точки зрения воздействия на окружающую среду, маловероятно. Также сомнительно то предположение, что население России будет готово выплачивать дополнительные налоги и сборы на создание инфраструктуры, необходимой для бесперебойного функционирования и поддержания широкомасштабной «зеленой» энергетики (как, например, в Дании и Германии). Таким образом, очевидно, что атомная генерация нового поколения на базе РБН и ЗЯТЦ представляет наиболее реальную возможность осуществить переход в сторону преобладания экологически чистой электроэнергетики не только в России, но и в других странах мира.

ПРОБЛЕМЫ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РОССИЙСКОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ В УСЛОВИЯХ ГЛОБАЛЬНЫХ ВЫЗОВОВ

Адамоков Р.К.,
директор по развитию АО «Татэнерго»,
советник генерального директора ООО «Инженерный центр МЭИ», к.э.н., доц.

Российская электроэнергетики, впрочем, как и вся мировая экономика, стоит на пороге глобальной трансформации. Появление новых технологий производства электроэнергии и новых достижений в области обработки и анализа большого массива информации, искусственного интеллекта, систем распределенного реестра транзакций, интернета вещей и т.д. позволяет спрогнозировать достаточно хорошие перспективы электроэнергетической отрасли в будущем.

В настоящее время общепринятая тенденция развития электроэнергетической отрасли основывается на так называемой «3Д концепции».

1. Децентрализация – переход от централизованной системы выработки электроэнергии к распределенной генерации. При этом, генераторы могут быть установлены даже у конечных бытовых потребителей, что делает потребителей активными участниками производственного процесса в отрасли.

2. Декарбонизация – кардинальное снижение выбросов CO_2 в процессе производства электроэнергии вплоть до нулевого значения, переход к безуглеродным источникам электроэнергии, активное развитие возобновляемых источников энергии (ВИЭ), в первую очередь ветряных и солнечных электрических станций (ВЭС и СЭС).

3. Диджитализация (цифровизация) – активное внедрение цифровых технологий в отрасли, позволяющих осуществлять удаленный контроль и мониторинг производственных процессов, их моделирование путем создания цифровых двойников, внедрение предиктивного анализа и прогноза событий на основе обработки большого массива данных, в том числе и с использованием искусственного интеллекта.

Исторически, на протяжении нескольких десятилетий, электроэнергетика России развивалась по пути централизации и концентрации производственных мощностей, в результате была создана уникальная Единая энергетическая система (ЕЭС).

ЕЭС СССР, а затем и России, отвечала требованиям своего времени и полностью удовлетворяла потребности народного хозяйства в надежном и качественном снабжении электроэнергией по минимальной стоимости.

Однако, в последнее время, наметилась тенденция исчерпания традиционной, централизованной энергосистемы своего потенциала эффективности в большинстве стран.

В российской электроэнергетике это усугубляется тем, что в отрасли остаются не решенными достаточно острые проблемы, которые вынуждают потребителей строить свои собственные электростанции и ставят под угрозу существование самой ЕЭС. К наиболее острым, из которых, можно отнести:

1) устойчивый рост тарифов на электрическую энергию и мощность;

2) наличие множества нерыночных надбавок на оптовом рынке, связанных с перекрестным субсидированием технологий производства электрической энергии на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ), расходов, связанных с утилизацией твердых коммунальных отходов (ТКО), платежей за мощность по договорам о предоставлении мощности (ДПМ, КОММОД), неплательщиков на оптовом рынке электроэнергии за счет перекладывания убытков на плечи остальных добросовестных плательщиков, субсидирование крупных промышленных потребителей, имеющих свои источники генерации и одновременно подключение к сетям, при этом не потребляющие электроэнергию из сети, а использующие ее как резервный источник;

3) высокий физически и моральный износ генерирующих и сетевых объектов и связанный с этим риск увеличения количества отключений и ограничений потребителей;

4) ужесточение требования по экологии, угроза введения так называемого «налога на CO_2».

И это все накладывается на крайнее низкую эффективность, низкий коэффициент использования установленной мощности (КИУМ) станций, низкую загрузку электрических сетей в целом по стране, неравномерность загрузки сети и связанное с этим отсутствие возможности подключения новых потребителей в одних зонах и значительные, невостребованные мощности в других.

Если такая тенденция продолжится, то в ближайшее время тепловая генерация попросту перестанет быть конкурентоспособной.

В отрасли несмотря на реализацию крупномасштабной программы ДПМ (перечень генерирующих объектов, подлежащих строительству и модернизации, был утвержден распоряжением Правительства РФ от 11 августа 2010 года (№ 1334-р), в рамках которой было построено порядка 30 ГВт новых мощностей из которых больше половины – высокоэффективные ПГУ, существует значительный потенциал повышения эффективности.

Следует отметить, что одной из особенностью отрасли электроэнергетики является слабая зависимость эффективности объектов генерации от управленческого таланта на стадии эксплуатации. Эффективность объектов генерации закладывается в основном на стадии принятия решения по выбору места размещения, типа оборудования, проектных решений при модернизации и т.д. В связи с чем, необходимо уделять максимальное внимание решениям, принимаемым на этапе планирования.

Рассмотрим основные пути повышения эффективности в тепловой генерации, применительно к сложившимся к настоящему моменту ситуации в отрасли:

1) повышение коэффициента использования установленной мощности (КИУМ) электростанций;

2) снижение удельного расхода условного топлива (УРУТ) при выработки электрической и тепловой энергии.

В соответствии с утвержденным приказом Минэнерго России от 28.02.2019 №174 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2019-2025 годы» (далее – СИПР ЕЭС 19–25) число часов использования установленной мощности электростанций ЕЭС России не превышает 4500 часов в год и остается крайне низким на протяжении многих лет (рис. 1).

Существует миф, что загрузку станций определяет Системный оператор, однако это не совсем так. Загрузка станций определяется на основе поданных ценовых заявок, которые формируются самими владельцами электростанций. Естественно, Системный оператор может вводить какие-то ограничения с учетом складывающейся режимно-балансовой ситуации, но в подавляющем большинстве случаев, эти ограничения носят единичный характер и не влияют на загрузку большинства станций.

А вот для того, чтобы электростанция могла подавать конкурентоспособные ценовые заявки и иметь возможность вырабатывать электро-

энергию не 4300 часов в год, а 6500–7000 часов необходимо иметь высокоэффективное оборудование с низким удельным расходом условного топлива.

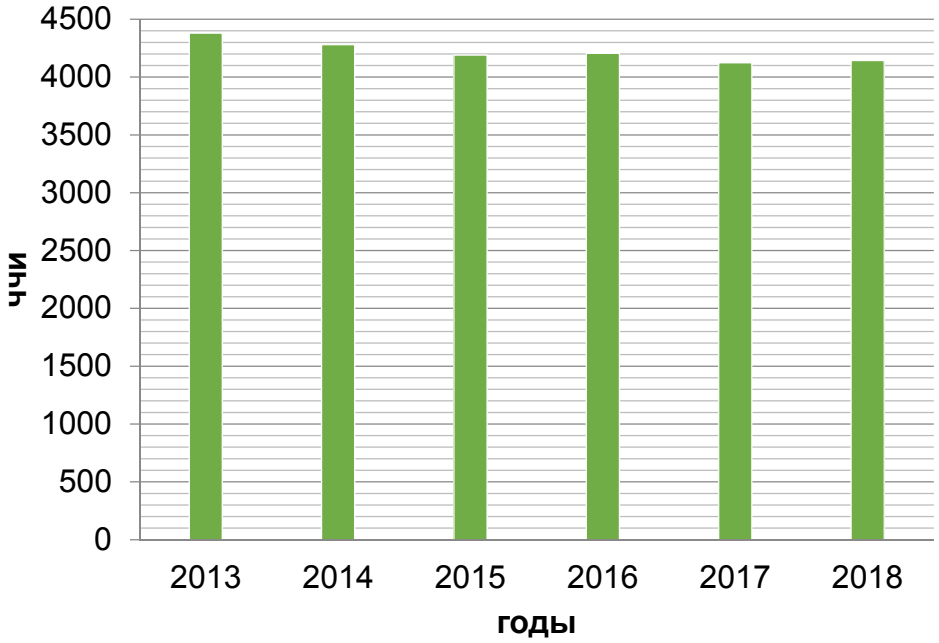


Рис. 1. Годовое число часов использования установленной мощности тепловых электростанций ЕЭС России

Согласно СИПР ЕЭС 19–25 удельные расходы топлива на отпущенную электрическую энергию будут снижаться в среднем по ЕЭС России с 311,2 г/кВт·ч в 2019 году до 310,4 г/кВт·ч в 2025 году. Это всего 1 (один!) г/кВт·ч за 7 лет, в то время как, в соответствии с Комплексным планом мероприятий по повышению энергетической эффективности экономики Российской Федерации, утвержденного распоряжением Правительства Российской Федерации от 19 апреля 2018 года № 703-р, предусматривается снижения удельного расхода топлива на производство электроэнергии к 2025 году до 280,1 г/кВт·ч.

Постанционный анализ величины удельного расхода топлива показывает, что в настоящее время в России эксплуатируется порядка 26 тепловых электростанций с УРУТ более 500 г/кВт·ч, 54 ТЭС с УРУТ 400–500 г/кВт·ч и лишь 6 ТЭС с УРУТ до 200 г/кВт·ч (рис. 2).

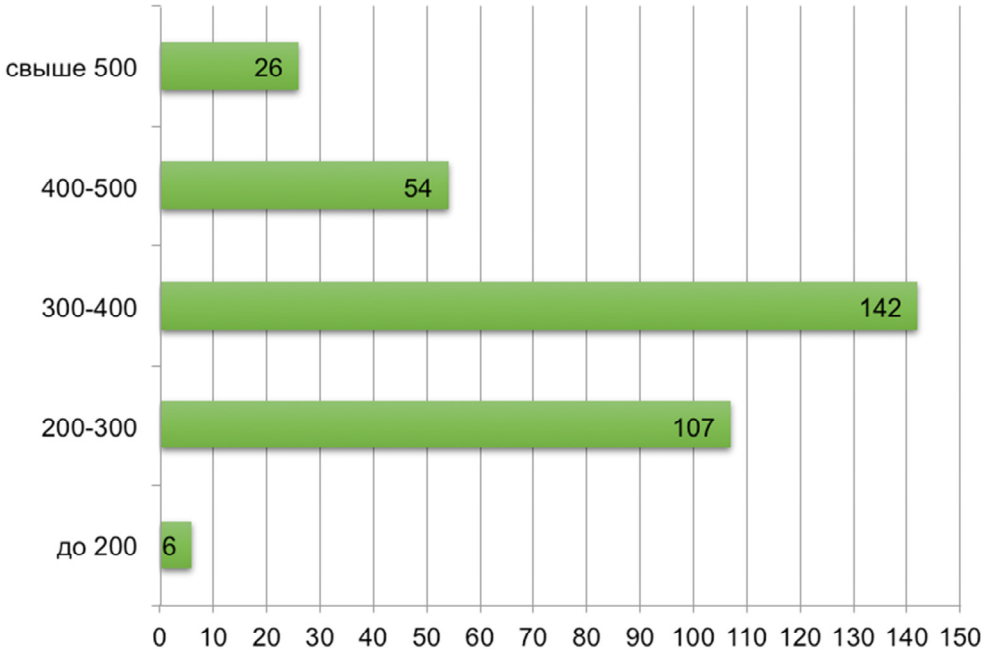


Рис. 2. Группировка ТЭС по величине удельного расхода условного топлива

Хорошей возможностью реализации целевых установок Комплексного плана и повышения эффективности российской тепловой энергетики было бы проведение масштабной модернизации тепловой генерации с применением самых передовых, эффективных технических решений, которые позволят снизить удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии до 2,5 раз. Современные ПГУ позволяют производить электроэнергию с расходом 135–195 г/кВт·ч.

Учитывая, что объем платежей на ОРЭМ за электроэнергию составляет более 600 млрд руб. ежегодно, потенциал для снижения расхода топлива и стоимости электроэнергии равен 300 млрд руб. ежегодно или более 3 трлн руб. за 10 лет в текущих ценах.

В настоящее время в ЕЭС России эксплуатируются порядка 165 ГВт тепловых электростанций, из которых почти 80% или 129 ГВт работают на природном газе.

Структура тепловых электростанций в целом по ЕЭС России, работающих на природном газе представлено на рис. 3.

Как видно из рис. 3 в настоящее время доля ПГУ в общем объеме тепловых станций, работающих на газе составляет всего 16%, в то время

как, паросиловых установок (ПСУ), работающих в неэффективном паросиловом цикле на морально и физически устаревшем оборудовании – порядка 78% от общего числа тепловых электростанций ЕЭС России или 87 ГВт.

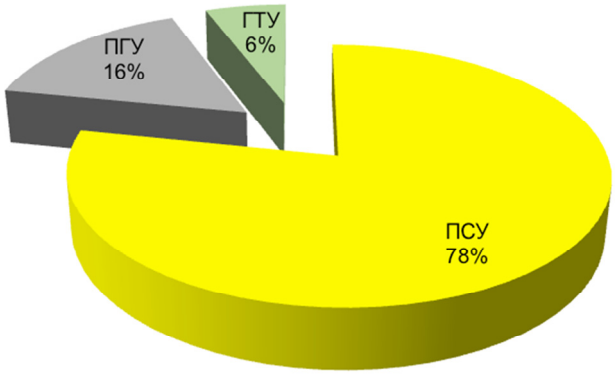


Рис. 3. Структура тепловых электростанций, работающих на природном газе

Элементарный расчет показывает, что если бы половину из существующих модернизировать с применением современных эффективных ПГУ-технологий, мы существенно снизим средний удельный расход по отрасли – до 250 г/кВт·ч и ниже.

Ситуация по объединенным энергосистемам (ОЭС) представлена на рис. 4.

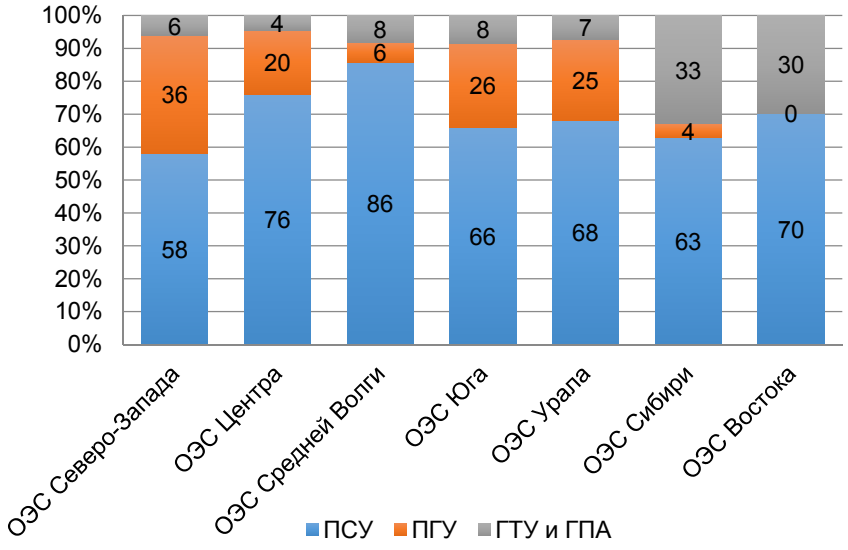


Рис. 4. Структура тепловых электростанций, работающих на природном газе в разрезе ОЭС

Как видно из рис. 4 разброс значений крайне большой. Самая высокая доля ПГУ в ОЭС Северо-Запада – 36%, а самая низкая в ОЭС Сибири – 4% и ОЭС Средней Волги – 6%. А в ОЭС Востока они отсутствуют. Необходимо при принятии решения также учитывать данный фактор.

Другим, эффективным способом повышения эффективности российской тепловой генерации максимальное использование комбинированной выработки на ТЭЦ.

Особенностью Российской электроэнергетики является значительная доля ТЭЦ (50% от установленной мощности ТЭС – более 90 ГВт). При этом, резкое снижение потребления тепловой энергии, в основном из-за снижения объемов промышленного производства и изменения его структуры, негативно сказался на эффективности работы ТЭЦ.

При модернизации существующих генерирующих мощностей, в первую очередь, должны быть максимально задействованы ТЭЦ. Стимулирование комбинированной выработки будет способствовать повышению эффективности отрасли в целом.

Должны быть заложены механизмы повышения эффективности работы ТЭЦ, находящихся в центрах электрической и тепловой нагрузок и обеспечения их конкурентоспособности с крупными ГРЭС, расположенными в энергоизбыточных регионах.

При этом необходимо:

1) привести в соответствие тепловые и электрические нагрузки (мощность) источников, производящих электрическую и тепловую энергию в режиме комбинированной выработки с учетом изменившейся структуры потребления тепловой энергии и снижением доли промышленного потребления;

2) максимальное задействовать надстроечные решения с использованием ГТУ;

3) учитывать и принимать во внимание условия работы источников, производящих электрическую и тепловую энергию в режиме комбинированной выработки, на рынке тепловой энергии;

4) органы исполнительной власти субъектов РФ должны устанавливать цену на тепловую энергию, идентичную стоимости производства тепловой энергии на крупной котельной, использующей тот же вид топлива для расчета такой цены должен быть использован подход, применяемый для расчета цены «альтернативной котельной».

Как известно, соотношение выработки электроэнергии и тепла при использовании ПГУ значительно выше в пользу электроэнергии, по сравнению с ПСУ. Это является дополнительным аргументом использования ПГУ-технологий при модернизации ТЭЦ в условиях снижающейся потребности в тепловой энергии и возрастающей потребности в электрической.

Реализация предложенных мероприятий значительно повысит эффективность функционирования отрасли, а создание эффективной базы с учетом применения самых передовых технологий производства электроэнергии позволит обеспечить наиболее плавную и безболезненную трансформацию российской электроэнергетики.

Основная проблема трансформации российской энергетики в контексте этих вызовов состоит в том, чтобы существующая энергосистема с традиционной централизованной архитектурой, должна трансформироваться без существенного роста затрат и снижения эффективности. А все возрастающая доля ВИЭ в энергосистеме, только усугубляет данную проблему, приводя к снижению КИУМ традиционных источников энергии и росту потребности в пиковых и резервных мощностях, в которые неизбежно превратиться вся тепловая генерация в будущем.

СОЗДАНИЕ КОМПЛЕКСНЫХ ИНТЕГРИРОВАННЫХ СИСТЕМ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ В УСЛОВИЯХ ПРОИСХОДЯЩИХ В МИРЕ ПРОЦЕССОВ ТРАНСФОРМАЦИИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Баринов В.А.,
зав. отделением перспектив развития электроэнергетики АО «ЭНИН», д.т.н.

Лунин К.А.,
генеральный директор АО «ЭНИН», к.т.н.

Редько И.Я.,
заместитель генерального директора АО «ЭНИН», д.т.н., проф.

В 2020 году исполняется 100 лет государственному плану электрификации России (плану ГОЭЛРО) [1]. Развивая идеи плана ГОЭЛРО, электроэнергетика страны прошла в своем развитии громадный путь от предусмотренного планом ГОЭЛРО сооружения первых крупных электростанций и объединяющих их в энергосистемы электрических сетей до образования Единой энергосистемы страны (ЕЭС) – самого крупного в мире централизованно управляемого энергообъединения [2].

Перед Первой мировой войной суммарная мощность электростанций России составляла всего 1141 МВт, а годовая выработка электроэнергии – 2039 млн кВт·ч. Самая крупная тепловая электростанция (ТЭС) имела мощность 58 МВт; наибольшая мощность энергоагрегата была 10 МВт. Суммарная мощность гидроэлектростанций (ГЭС) составляла 16 МВт, самой крупной была ГЭС мощностью 1350 кВт.

На электростанциях, принадлежавших частным компаниям, применялись различные системы электрического тока: постоянный и переменный (однофазный и трехфазный – в основном 50 и 25 Гц). Электростанции работали изолированно, и случаи параллельной работы были исключительными.

Все электрические сети напряжением выше генераторного имели протяженность около 100 км В 1914 г. вступила в строй первая линия электропередачи напряжением 70 кВ от подмосковной электростанции «Электропередача» до Москвы; это было наивысшее напряжение, освоенное до Первой мировой войны.

Энергетическое оборудование и электротехническая аппаратура были в основном импортными или изготавливались на находившихся в России заводах иностранных фирм. Самая крупная турбина, выпущенная в России, имела мощность 1250 кВт при давлении пара 1,2 МПа; трансформаторы, масляные выключатели, изоляторы, защитная аппаратура в стране не изготавливались.

Потребление электроэнергии на душу населения составляло в 1913 г. всего 12,8 кВт·ч в год. Электроэнергией пользовались не более 20% населения.

Первая мировая война, интервенция и гражданская война привели к тяжелой хозяйственной разрухе. Производство электроэнергии в 1921 г. сократилось в 4 раза по сравнению с довоенным уровнем, было выработано всего 520 млн кВт·ч. Значительная часть электрических сетей была разрушена.

Коренное изменение положения в электроэнергетике страны началось после Великой Октябрьской революции и связано с разработкой и реализацией Государственного плана электрификации России (ГОЭЛРО), разработанного по инициативе В.И. Ленина комиссией ГОЭЛРО во главе с Г.М. Кржижановским и принятого 22 декабря 1920 г. VIII Всероссийским съездом Советов.

План ГОЭЛРО – это первый генеральный государственный план развития народного хозяйства страны, в котором были определены основные направления хозяйственного строительства: индустриализация страны при опережающем развитии электрификации страны; рациональное размещение по стране промышленности с концентрацией производства путем создания энергопромышленных комбинатов; широкое распространение электроэнергии в промышленности и сельскохозяйственном производстве; всемерное развитие железнодорожного транспорта на основе электрификации.

План ГОЭЛРО предусматривал широкое использование для целей энергетики местных низкосортных видов топлива (торф, бурые угли, отбросы и т.п.), гидроэнергии и создание централизованного энергоснабжения экономических районов путем сооружения мощных электростанций и высоковольтных линий передач 35 и 110 кВ. Вместе с тем, план ГОЭЛРО придавал большое значение развитию местной электрификации на небольших электроустановках, в особенности для сельского хозяйства и местной промышленности. Планом электрификации было выделено

восемь экономических районов: Северный, Центрально-Промышленный, Южный, Приволжский, Уральский, Западно-Сибирский, Кавказский и Туркестанский.

План ГОЭЛРО, рассчитанный на 10–15 лет, предусматривал строительство 30 новых районных ТЭС и ГЭС общей мощностью 1750 МВт, соединение электростанций на параллельную работу, создание региональных энергосистем и их последующую интеграцию в объединенные энергосистемы.

Разработка плана ГОЭЛРО базировалась на разработанном Г.М. Кржижановским комплексном методе, предусматривающем органическую связь между развитием всего народного хозяйства и энергетикой [3]. В последующем этот метод был обобщен и развит соратниками Г.М. Кржижановского и их последователями в виде методологии системных исследований [3–7].

Комплексность плана ГОЭЛРО состояла также и в создании научной базы для развития энергетики страны и подготовки кадров. С этой целью в 20 и 30-е годы были созданы базовые научно-исследовательские и проектные институты, а также учебные институты для подготовки инженерных кадров.

Так, в 1930 г. был организован Энергетический институт Академии Наук СССР(ЭНИН), который более четверти века возглавлял академик Г.М. Кржижановский. Основное научное ядро института составили ученые-энергетики, участвовавшие в разработке плана ГОЭЛРО. В ЭНИН в разное время работали крупнейшие ученые-энергетики, создавшие ряд научных школ. Это академики АН СССР: Г.М. Кржижановский, А.В. Винтер, М.В. Кирпичев, Л.А. Мелентьев, М.А. Михеев, В.Ф. Миткевич, Л.Р. Нейман, В.И. Попков, Н.Д. Папалекси, М.А. Стырикович, А.А. Чернышев, К.И. Шенфер, Э.П. Волков; члены-корреспонденты АН СССР: Б.К. Александров, И.С. Брук, В.И. Вейц, М.А. Великанов, В.П. Вологдин, В.А. Голубцов, Д.Г. Жимерин, К.А. Круг, Н.Я. Матюхин, А.С. Предводителев, Л.Н. Хитрин, З.Ф. Чуханов, Г.Н. Кружилин, Л.С. Попырин.

Развивая идеи плана ГОЭЛРО, ЭНИН сформировался как крупный научный центр, в котором были представлены научные направления: электротехника и электрофизика, теплофизика и теплотехника, гидроэнергетика, а также новое направление – общая энергетика, которые в современной терминологии принято определять как системные исследования фундаментальных проблем энергетики и который был призван решать крупные комплексные проблемы, стоящие перед отечественной энергетикой.

Программа плана ГОЭЛРО была выполнена уже в 1930 году. К концу 1935 г., т.е. к 15-летию плана ГОЭЛРО, вместо 30 было построено 40 районных электростанций, на которых вместе с другими крупными промышленными станциями районного значения было введено втрое больше мощности, чем предусматривалось планом ГОЭЛРО. В 1935 г. среди районных электростанций было 13 электроцентралей мощностью в 100 тыс. кВт каждая и выше. К началу 1935 г. общая установленная мощность советских гидростанций достигла почти 700 тыс. кВт, и в составе этих электростанций были такие мощные, как крупнейшая в то время в мире Днепровская ГЭС (434 тыс. кВт при полной мощности в 558 тыс. кВт), Свирская 3-я (72 тыс. кВт при полной мощности в 100 тыс. кВт), Волховская (тогда 58 тыс. кВт), Рионская (48 тыс. кВт) и др.

Быстрый рост в это время высоковольтных электрических сетей позволил создать крупные энергетические системы.

В 1935 г. в стране в результате объединения электростанций по крупнейшим районам страны было создано уже шесть ведущих энергосистем с годовой выработкой электроэнергии каждая свыше 1 млрд кВт·ч, в том числе четыре (Московская, Ленинградская, Донецкая и Днепровская) с годовой выработкой электроэнергии каждая свыше 2 млрд кВт·ч. Общая выработка электроэнергии в стране в 1935 г. превысила в 13,5 раза уровень производства электроэнергии в 1913 г. и более чем в 52 раза уровень производства в 1921 г.

План ГОЭЛРО был осуществлен не только в более краткие, чем предусматривалось, сроки, но и целиком за счет собственных средств государства – без привлечения иностранных капиталов.

Ускоренные темпы роста мощности электростанций,производства ими электроэнергии, создание региональных энергосистем сыграли особенно важную роль в период Великой Отечественной войны. Широкое строительство электростанций и энергосистем в восточных районах и в особенности на Урале обеспечило возможность бесперебойного снабжения электроэнергией имевшегося здесь и перебазированного на восток огромного количества промышленных предприятий Советского Союза. Преимущественное использование электростанциями местных видов топлива позволило в военные годы быстро и с высокой эффективностью справляться с трудностями снабжения тепловых электростанций топливом.

Несмотря на колоссальный урон, причиненный электроэнергетике и всему народному хозяйству, в результате Великой Отечественной войны,

Советский Союз в послевоенные годы в кратчайшие сроки благодаря заложенными планом ГОЭЛРО производственным базисом и механизмами развития добился быстрого восстановления электроэнергетики до довоенного уровня и продолжал ее развитие еще более ускоренными темпами. Довоенная мощность электростанций была восстановлена и превзойдена уже в 1946 г. Выработка электроэнергии увеличилась по сравнению с 1940 г. на 87% и составила более 90 млрд кВт·ч. Ежегодный прирост мощностей в это время почти в 2 раза превышал всю 10–15-летнюю программу электростроительства по плану ГОЭЛРО. В 1954 г. валовая продукция крупной промышленности СССР превысила уровень 1913 г. (в сравнимых ценах) в 35 раз, производство средств производства увеличилось почти в 60 раз, электроэнергии – более чем в 75 раз, машиностроения – более чем в 160 раз.

Государство в послевоенные годы особое внимание уделяло опережающему развитию электроэнергетики, о чем свидетельствуют директивы по пятому (1951–1955 гг.) и шестому (1956–1960 гг.) пятилетним планам развития народного хозяйства страны.

Во исполнение этих директив комиссией под руководством Г.М. Кржижановского в 1957 г. был разработан перспективный план научных исследований по проблеме создания ЕЭС СССР. В соответствии с этим перспективным планом создание и развитие ЕЭС должно было характеризоваться переводом всей энергетической техники на качественно новую ступень. К числу основных направлений этой стратегии относились [3]:

− атомные электростанции различных типов и параметров;

− сверхмощные конденсационные электрические станции до 2–3 млн кВт с агрегатами до миллиона кВт со сверхвысокими параметрами пара; мощные теплоэлектроцентрали с агрегатами 100–200 тыс. кВт; газотурбинные электрические станции, в том числе работающие в комплексе со станциями подземной газификации углей; электростанции с новыми методами комплексного использования топлива на энерготехнологической основе;

− сверхмощные гидроэлектростанции на сибирских реках с новыми типами гидротехнических сооружений, гидромеханического и электрического оборудования;

− дальние электропередачи сверхвысоких напряжений на постоянном и переменном токе с пропускной способностью в 2–3 млн кВт на одну цепь протяженностью 2–2,5 тыс. км;

− комплексная автоматизация электростанций различных типов, автоматическое управление энергосистемами и ЕЭС с применением ЭВМ, с автоматическими операторами, установленными на электростанциях и подстанциях.

Последующее развитие ЕЭС во многом реализовало направления этого перспективного плана.

К концу 80-х годов на территории страны был создан хорошо организованный и весьма эффективно работающий электроэнергетический комплекс страны, высокая эффективность которого была достигнута благодаря реализации ряда основополагающих стратегических направлений, к которым относились:

− формирование энергосистем, объединение энергосистем на параллельную работу и создание уникального энергообъединения – Единой энергосистемы страны, которая в конце 80-х годов стала крупнейшим централизованно управляемым энергообъединением в мире;

− создание и ввод большого количества мощных и высокоэффективных агрегатов тепловых, гидравлических и атомных электростанций;

− взаимоувязанное развитие Единой энергосистемы страны и ее системы управления как двух частей единого целого и создание на этой основе высокоэффективной иерархической системы планирования развития и управления функционированием Единой энергосистемы, позволяющей решать весь комплекс задач, связанных с ее оптимальным развитием и функционированием, с использованием принципа оптимальности на каждом уровне временной и территориальной иерархии при обеспечении требуемого уровня надежности [5].

Создание мощных территориальных энергообъединений и организация их параллельной работы в составе Единой энергосистемы страны позволили значительно повысить эффективность работы электроэнергетики, характеризуемой следующими индикаторами:

− удельный расход условного топлива на отпущенную электроэнергию снизился с 590 г/кВт·ч в 1950 г. до 325,8 г/кВт·ч в 1990 г.;

− удельный расход электроэнергии на собственные нужды электростанций в % от выработки электроэнергии снизился с 6,55% в 1950 г. до 4,43% в 1990 г.;

− потери электроэнергии на ее транспорт по электрическим сетям снизились с 8,78% в 1950 г. до 8,65% в 1990 г.;

−удельная численность персонала на 1 МВт установленной мощности снизилась с 11 человек в 1950 г. до 2,85 в 1990 г.

Общий экономический эффект от создания Единой энергосистемы страны к концу 80-х годов в сравнении с изолированной работой энергосистем оценивался снижением капитальных вложений в электроэнергетику на величину свыше 2 млрд руб. в ценах 1984 г. и уменьшением ежегодных эксплуатационных расходов на величину 1 млрд руб. Выигрыш в снижении суммарной установленной мощности электростанций ЕЭС в сравнении с изолированной работой энергосистем за счет снижения годового максимума нагрузки и сокращения необходимой резервной мощности оценивался величиной свыше 15 млн кВт. Несмотря на то, что требования в отношении резервов мощности были ниже аналогичных требований в энергообъединениях западных стран, благодаря хорошо организованному управлению и широкому внедрению и использованию противоаварийной автоматики обеспечивалась высокая надежность работы энергосистем и электроснабжения потребителей. Не было крупных системных аварий с погашением большого числа потребителей, какие имели место в США и в других странах [5].

Установленная мощность электростанций по стране в целом увеличилась с 1916 г. по 1990 г. с 1,19 до 344 млн кВт, а ЕЭС страны – с 1970 г. по 1990 г. со 104,9 млн кВт до 288,6 млн кВт.

Производство электроэнергии по стране в целом увеличилось с 1916 г. по 1990 г. с 2,575 млрд кВт·ч до 1726 млрд кВт·ч, а ЕЭС страны – с 1970 г. по 1990 г. с 529,5 млрд кВт·ч до 1528,7 млрд кВт·ч.

В результате проведенных в начале XXI века реформ в электроэнергетике России централизованная иерархическая система оптимального управления электроэнергетическим комплексом страны (которая соответствовала государственному устройству страны и основу которой составляли вертикально интегрированные региональные энергокомпании, отвечающие за надежное и экономичное энергоснабжение регионов) была заменена рыночной структурой управления с образованием большого числа новых субъектов хозяйствования, что нарушило фундаментальный принцип управления, а именно соответствие системы управления самой технологической системе (в политэкономии соответствие базиса и надстройки, производительных сил и производственных отношений) [8, 9]. При этом для новой структуры управления отраслью к настоящему времени не созданы эффективные механизмы совместной работы новых собственников и государственного управления, обеспечивающие оптимальное развитие и функционирование электроэнергетического комплекса страны как единого

целого в новых условиях. Результатом этого стало снижение эффективности функционирования отрасли, появление различного рода узких мест и диспропорций [10], что характеризуется:

− снижением эффективности использования установленной мощности электростанций;

− снижением эффективности использования топлива на ТЭС;

− увеличением штатного коэффициента;

− ростом уровня потерь электроэнергии в электрических сетях;

− ростом средних тарифов на электроэнергию для потребителей с темпами, превышающими рост уровня инфляции;

− ростом электросетевой составляющей тарифов до 60%, в то время как в передовых странах она составляет 40%;

− наличием существенных диспропорций в установлении цен на электросетевое строительство и строительство электростанций, при которых становится невыгодным сетевое строительство, в том числе развитие межсистемных связей в ЕЭС России;

− сокращением наиболее эффективного производства электроэнергии на ТЭЦ.

К дополнительным «узким местам» и проблемам в современном состоянии электроэнергетики России следует отнести:

− отсутствие целостной системы стратегического планирования развития электроэнергетики страны с учетом долгосрочной перспективы;

− отсутствие целевого видения и проектов долгосрочного развития электроэнергетики России, в том числе развития ВЛ высокого и сверхвысокого напряжения постоянного и переменного тока (в создании которых в 80-х годах прошлого столетия СССР был впереди многих зарубежных стран, которые получили значительное развитие за последние годы, в том числе в странах БРИКС – Китае, Бразилии, Индии и ЮАР);

− отсутствие целостной нормативно-правовой базы, которая должна учитывать идущие в стране процессы увеличения разнообразия источников генерации и компонентов энергосистем, включая развитие распределенной генерации на базе ГТУ, дизельных, газопоршневых, ветровых и солнечных электростанций, потребителей-производителей электроэнергии, систем управления спросом, накопителей энергии;

− отсутствие целостной системы планирования и проведения научных исследований;

− отсутствие регулярного финансирования НИОКР и создания инновационных технологий;

− отсутствие освоенных отечественных современных инновационных технологий и оборудования – мощных газовых турбин, паросиловых технологий на твердом топливе с суперсверхкритическими параметрами пара, современной силовой электроники, систем накопления энергии и др.;

− при общем значительном избытке генерирующих мощностей недостаточная мощность пиковых и полупиковых генерирующих мощностей.

Вместе с тем, в настоящее время энергетика многих стран мира претерпевает коренные изменения [11–16], в результате которых создается новая архитектура энергетических систем.

Основными факторами, способствующими трансформации энергетических систем в мире, являются:

• значительное уменьшение стоимости технологий производства и потребления электроэнергии (включая ветровые и солнечные электростанции, распределенную генерацию, электротранспорт, системы управления спросом и накопления энергии);

• растущая электрификация экономики;

• стремление уменьшить экологические воздействия;

• расширение цифровизации и автоматизации энергетических систем;

• стремление повысить надежность и эффективность работы энергетических систем;

• расширение доступности энергии с использованием инновационных технологий.

Происходящие технологические изменения сопровождаются созданием соответствующей институциональной основы, определяющей регулирующие, технологические и экономические правила надежного и эффективного развития и функционирования энергетических систем в новых условиях, и отраженной в нормативных документах.

Расширение использования нетрадиционных возобновляемых источников электрической энергии (НВИЭ) стало возможным благодаря техническому прогрессу в этой области, позволившему, прежде всего, значительно снизить себестоимость производства электроэнергии ветровыми (ВЭС) и солнечными (СЭС) электростанциями различных типов. Стоимость новых СЭС в мире с 2010 г. снизилась на 70%, ВЭС – на 25%.

Если первоначально ВЭС и СЭС сооружались для ограниченных местных потребителей и относились к категории распределенной генерации,

то в настоящее время мощность ветропарков и солнечных фотоэлектрических электростанций достигает сотен и тысяч МВт, что переводит их в разряд основных источников централизованного электроснабжения.

По прогнозам Мирового энергетического агентства [14], доля электроэнергии в конечном потреблении энергии может увеличиться к 2040 г. в 2 раза, при этом доля прироста мощности электростанций, использующих возобновляемые источники энергии, может составить более 60% от общего увеличения.

Происходящая в мире трансформация энергетических систем связана с появлением большого числа новых элементов с отличными от существующих характеристиками, что значительно усложняет структуру систем и изменяет их функциональные свойства и обуславливает необходимость изменения существующей политической, рыночной и нормативной базы и ее адаптации к новому технологическому укладу энергетических систем [12, 13].

Интеграция переменных возобновляемых источников энергии (ПВИЭ) – солнечных и ветровых электростанций – требует введения определенных мер по обеспечению экономической эффективности и надежности энергетических систем по мере развития ПВИЭ. В [13] определены шесть фаз интеграции ПВИЭ и связанные с ними проблемы, дифференцированные по возрастающему воздействию растущей доли генерации ПВИЭ на энергетические системы.

Для обеспечения согласованной работы различных типов генерирующих источников, систем передачи и распределения энергии, систем управления спросом, накопителей энергии и других систем развиваются технологии интегрального планирования, которые в новых условиях должны включать следующие элементы:

- учет стохастичности выработки электроэнергии ветровыми и солнечными электростанциями;
- управление со стороны спроса;
- интегральное планирование системы генерации, передачи и распределения электроэнергии;
- планирование и функционирование сетей низкого и среднего напряжения с учетом развития распределенной генерации;
- межотраслевое планирование между электроэнергетикой и другими секторами, в том числе теплоснабжения, охлаждения, транспорта;
- планирование с учетом различных регионов, юрисдикций, балансирующих зон.

Происходит адаптация к новым условиям моделей управления в электроэнергетике. Требуемые адаптации моделей управления различны в каждом конкретном случае. В глобальном масштабе наблюдается определенная степень конвергенции требуемой адаптации между различными моделями [12, 13].

В странах, где до сих пор преобладали вертикально интегрированные модели, наблюдается тенденция к внедрению механизмов повышения эффективности работы энергетических систем. В странах, которые первыми начали либерализацию электроэнергетического рынка, наблюдается тенденция к внедрению дополнительных механизмов обеспечения надежности электроснабжения. При совершенствовании электроэнергетических рынков центральной задачей является нахождение наилучшего сочетания принципов координации и конкуренции.

Для повышения гибкости энергетических систем с целью компенсации стохастичности выработки электроэнергии ветровыми и солнечными электростанциями развиваются [14]:

– технологии накопления энергии различных типов;

– технологии генерации с высоким быстродействием, в том числе, газотурбинные станции;

– технологии управляемого спроса;

– технологии развития межсистемных связей;

Происходящая трансформация энергетических систем приводит к коренному изменению интерфейса между передающей и распределительной электрическими сетями [12].

Электрические сети низкого и среднего напряжения меняются от парадигмы пассивно распределенной электроэнергии для потребителей к интеллектуальным, активно управляемым системам с двунаправленными потоками электроэнергии и информации. Успешный переход требует рассмотрения трех ключевых аспектов: технологического, экономического и институционального:

- *технологически*: обеспечение надежной и эффективной работы энергосистемы в изменяющихся условиях приводит к новым приоритетам для энергокомпаний и регулирующих органов. Использование передовых информационных и коммуникационных технологий (цифровизация) позволяет улучшить наблюдаемость и управление энергетическими системами и открывает возможности для существенного расширения управления спросом;

- *экономически:* рост распределенной генерации и повышение экономичности накопителей энергии требуют реформы розничного ценообразования и налогообложения поставок электрической энергии с учетом оплаты поставляемой ими электроэнергии и покрытия части стоимости общей инфраструктуры;
- *институционально:* изменятся функции и обязанности субъектов управления. Приоритетным станет улучшение координации между операторами передающих и распределительных сетей. Кроме того, в управление включаются совершенно новые субъекты, такие как агрегаторы.

Происходящий процесс трансформации энергетических систем в мире сопровождается созданием соответствующей нормативной базы, отраженной, в частности:

– в сетевых кодексах различных стран;
– в материалах рабочих групп CIGRE;
– в материалах ENTSO-E;
– в Директиве ЕС 2016/631 от 14.04.2016 г.;
– в стандартах IEEE серии 1547;
– в законе США «О политике регулирования энергокомпаний общего пользования (PURPA) от 1978 года»;
– в законе США «Об энергетической политике (EPACT) от 2005 г.».

Трансформация энергетических систем сопровождается интеграцией энергетических систем в комплексные энергетические системы, которая включает:

- интеграцию распределенной генерации в централизованные энергосистемы, интеграцию централизованных и децентрализованных энергосистем [12];
- интеграцию систем электроснабжения, теплоснабжения, топливоснабжения, охлаждения, возобновляемой энергетики, систем водоснабжения, транспорта, управления энергопотреблением [16];
- создание крупных региональных энергообъединений и формирование глобальной энергосистемы мира [17–19].

Трансформация энергетических систем связана с развитием существующих и созданием новых технологий в электроэнергетике, рассмотренных в том числе в [20–21]. Для построения эффективной системы управления трансформируемыми энергетическими системами проводятся широкие исследования и накоплен значительный опыт решения подобных

задач, включая разработку «платформы» трансактивных энергетических систем (Transactive Energy Systems – TE systems), которая представляет систему экономических и управляющих механизмов, позволяющую обеспечить динамический баланс спроса и поставок электроэнергии во всей электроэнергетической инфраструктуре, используя стоимость как ключевой операционный параметр. С платформой TE systems связаны другие развивающиеся применительно к энергетическим системам транзакционные платформы Блокчейн, Emergent, Faraday Grid.

Для решения задач управления развитием и функционированием энергетическими системами в условиях наличия многих субъектов хозяйствования с различными интересами разрабатываются современные методы целостного (холистического) управления в новых условиях, предусматривающих решение задачи оптимального управления энергетической системой или их совокупностью как единого целого с распределением обязательств и выгод между субъектами хозяйствования (правилами их совместной работы) и обеспечивающего достижение оптимального решения для системы в целом.

В этих условиях возникает необходимость [22]:

- в разработке целевого видения развития электроэнергетического комплекса страны с учетом долгосрочной перспективы;
- в разработке предложений по созданию институциональной основы, определяющей регулирующие, технологические и экономические правила оптимального развития и функционирования электроэнергетического комплекса;
- в разработке научных основ формирования и принципов управления комплексными интегрированными системами энергоснабжения, включая развитие и разработку новых методов и отечественных программных средств интегрального планирования ресурсов в условиях происходящих процессов трансформации энергетических систем.

Для решения таких задач могут быть использованы разработанная в стране методология системных исследований, методы оптимального управления функционированием и развитием энергосистем и их объединений, имеющиеся разработки институтов РАН, отраслевых научно-исследовательских институтов, вузов и других организаций.

Заключение

В настоящее время энергетика мира претерпевает радикальные изменения, в результате которых создается новая архитектура энергетических систем. Электроэнергетика России находится в начале идущих в мире процессов трансформации энергетических систем и пребывает, по существу, в стагнации, а по показателям эффективности и надежности уступает показателям, достигнутым к концу 80-х годов прошлого столетия.

В этих условиях актуальным для нашей страны является решение следующих задач:

- определение ключевых направлений и целевого видения развития электроэнергетического комплекса страны с учетом долгосрочной перспективы подобно тому, как это было сделано комиссиями, возглавлявшимися Г.М. Кржижановским при разработке плана ГОЭЛРО и определении плана перспективных исследований по проблеме создания ЕЭС страны в 1957 г.;
- создание институциональной основы, а в целом, – целостной системы управления, определяющей регулирующие, технологические и экономические правила оптимального развития и функционирования электроэнергетического комплекса страны в условиях идущих в стране и мире процессов преобразования энергетических систем;
- разработка научных основ формирования и принципов управления комплексных интегрированных систем энергоснабжения, включая развитие и разработку новых методов и отечественных программных средств интегрального планирования ресурсов в условиях происходящих процессов трансформации энергетических систем.

Литература

1. План электрификации РСФСР. Доклад VIII съезду Советов Государственной Комиссии по электрификации России. Второе издание. – М.: Государственное издательство политической литературы, 1955. 660 с.

2. Электроэнергетика России. История и перспективы развития / под общей ред. А.Ф. Дьякова. – М.: АО «Информэнерго», 1997. 568 с.

3. Материалы юбилейной сессии ученого совета, посвященные 40-й годовщине Великой Октябрьской Социалистической Революции и 25-летию Энергетического института АН СССР. – М., 1958. 125 с.

4. Мелентьев, Л.А. Системные исследования в энергетике. Элементы теории, направления развития / Л.А. Мелентьев – М.: Наука, 1979. 416 с.

5. Баринов, В.А. Режимы энергосистем. Методы анализа и управления / В.А. Баринов, С.А. Совалов. – М.: Энергоатомиздат, 1990. 440 с.

6. Системные исследования в энергетике. Ретроспектива научных направлений СЭИ-ИСЭМ / отв. ред. Н.И. Воропай. Новосибирск: Наука, 2010. 686 с.

7. Волков, Э.П. Методология обоснования и перспективы развития электроэнергетики России / Э.П. Волков, В.А. Баринов, А.С. Маневич. – М.: Энергоатомиздат, 2010. 556 с.

8. Богданов А.А. Тектология. Всеобщая организационная наука. Петербург; Москва; Берлин: Изд-во З.И. Гржебина, 1913.

9. Винер Н. Киберенетика, или управление и связь в животном и машине. М.: Советское радио, 1968. 326 с.

10. Есяков С.Я., Сигов А.С., Воропай Н.И., Варфоломеев С.Д., Стенников В.А., Редько И.Я., Баринов В.А., Матюхин В.Ф. Предложения по созданию целостной системы управления функционированием и развитием электроэнергетики России. Электроэнергия. Передача и распределение, 2019. № 1. С. 31–33.

11. Есяков, С.Я., Лунин, К.А., Стенников, В.А., Воропай, Н.И., Редько, И.Я., Баринов, В.А. Трансформация электроэнергетических систем. Электроэнергия. Передача и распределение, 2019. № 4. С.134–141.

12. Status of Power System Transformation. System integration and local grids. IEA, 2017. 158 p.

13. Status of Power System Transformation 2019. Power system flexibility. IEA, 2019. 32 p.

14. World Energy Outlook 2018. OECD/IEA, 2018. 661 p.

15. Global Energy Transformation. A Roadmap to 2050. IRENA, 2018. 76p.

16. European ENERGY Research Alliance (EERA) Description of Work. Joint Programme of Energy System Integration (ESI). EERA. 2015. 86p.

17. Волков, Э.П., Баринов, В.А., Исаев, В.А., Лисицын, Н.В., Маневич, А.С., Мурачев, А.С., Усачев, Ю.В. Направления развития энергетического хозяйства и ЕНЭС России и ее интеграция в глобальную электрическую сеть. Известия Российской академии наук. Энергетика, 2016, № 5, с.1–11.

18. Voropai N.I., Podkovalnikov S.V., Osintsev K.A. From interconnections of local electric power systems to Global Energy Interconnection // Global Energy Interconnection, 2018, vol.1, no.1, pp. 4-10.

19. Global electricity network Feasibility study. CIGRE, WG C1.35, September 2019, Reference: 775. 139p.

20. Energy Technology Perspectives 2017. Catalysing Energy Technology Transformations. OECD/IEA, 2017. 443p.

21. Transactive Energy Systems Research, Development and Deployment Roadmap. GridWise Architecture Council. December, 2018. 36 p.

22. Андреев, В.М., Баринов, В.А., Варфоломеев, С.Д. и др Создание комплексных интегрированных систем энергоснабжения на базе инновационных технологий в условиях происходящих в мире процессов. Электричество, 2020 №3, стр. 4–12.

ИНФРАСТРУКТУРНЫЕ НАКОПИТЕЛИ В ЭНЕРГЕТИКЕ

Бушуев В.В.,
генеральный директор Института энергетической стратегии,
главный научный сотрудник ОИВТ РАН, д.т.н., проф.

Новиков Н.Л.,
зам. научного руководителя НТЦ ФСК,
вед. научный сотрудник ОИВТ РАН, д.т.н., проф.

Перспективы технологии хранения электроэнергии

Развитие электроэнергетики в настоящее время происходит под влиянием нескольких технологических трендов.

Во-первых, **«цифровизация» инфраструктур** – разворачивание систем интеллектуального учета энергетических потоков, систем распределенной автоматизации, систем контроля оперативного состояния оборудования и качества энергоснабжения, формирования цифровых моделей для оптимального управления функционированием и развитием энергосистемы.

Во-вторых, **глубокая децентрализация производства энергии** – масштабное вовлечение в энергосистему распределенных энергетических ресурсов (в т.ч. ВИЭ), оптимальное сочетание большой, распределенной и автономной энергетики, использование потенциала многофункциональных энергетических объектов (например, ко- и три-генерационных установок).

В-третьих, **переход к интеллектуальному управлению и инжинирингу** – внедрение интеллектуальных кибер-физических устройств, использование методов и инструментов искусственного интеллекта для автоматического управления технологическими процессами и коммерческими отношениями, а также для автоматического инжиниринга, настройки, восстановления систем управления.

Формируемая таким образом новая технологическая модель электроэнергетики будет характеризоваться увеличением сложности энергосистем, связанной с появлением существенной доли распределенной генерации, формированием нового типа субъекта – активных потребителей, соединяющих в себе функции потребления и производства энергии, повышением требований потребителей энергии по доступности, качеству и надежности.

Технологическим способом ограничения этой сложности является массовое применение накопителей электроэнергии, приводящее к разрыву базовой парадигмы построения энергосистемы: одновременное и синхронное производство и потребление электроэнергии.

В результате электроэнергия становится обычным товаром. Кроме того, развитие накопления электроэнергии приведет к увеличению двунаправленных потоков электроэнергии, в то время как сейчас потоки распределяются, преимущественно, однонаправленно по иерархической ветке «магистральные сети – распределительные сети – потребитель». В целом накопители электроэнергии – это одни из ключевых элементов электроэнергетики в новой парадигме «умной энергетики».

Потенциальные области применения накопителей электроэнергии в энергосистеме, среди прочего, включают: сглаживание неравномерности производства и потребления (в том числе сглаживание неравномерности производства электроэнергии на ВИЭ), регулирование напряжения и частоты, предоставление горячего резерва мощности, аварийное питание для предотвращения развития системных аварий (при секционировании энергосистемы) и для восстановления энергосистемы после аварии, аварийное питание потребителя электроэнергии. Особая ценность накопителей состоит в том, что они могут осуществлять перечисленные функции одновременно.

Новая технологическая модель дает российской энергетике уникальную возможность радикально поднять свою эффективность и тем самым поддержать конкурентоспособность российской энергоемкой промышленности, которая на ближайшие 15 лет по-прежнему будет вносить основной вклад в российскую экономику, даже в случае успешных сдвигов в сторону отказа от сырьевой модели развития. Она даст существенное повышение коэффициента использования существующих генерирующих и сетевых мощностей, снизит потребность в строительстве новых мощностей, повысит операционную эффективность энергетических компаний и инфраструктурных организаций. В целом это позволит в рамках нового инвестиционного цикла в электроэнергетике, который начнется в России в первой половине 20-х гг., сдерживать рост цен на электроэнергию.

Однако современное регулирование в электроэнергетике, в значительной мере, не учитывает особенности функционирования накопителей и возможности, которые они предоставляют. Оно построено преимущественно из необходимости обеспечения неразрывности и синхронности производства и потребления электроэнергии, пассивной роли конечного

потребителя, «снабженческой» модели продажи электроэнергии. Более того, предусмотрено жесткое разделение функций в отрасли на производство, передачу, сбыт, потребление электроэнергии. Кроме того, существуют вопросы, связанные с целесообразностью и условиями стимулирования развития отрасли хранения энергии.

Современное состояние проблемы и тенденции развития систем аккумулирования электроэнергии для обеспечения надежности работы ЭЭС

В последние годы в электроэнергетике России произошли количественные и качественные изменения, режимы энергосистем значительно утяжелились. Работа с минимальным резервом по мощности, повышение числа высокоэкономичных, но маломаневренных энергоблоков, отставание сетевого строительства и увеличение числа слабых связей существенно усложнили проблемы статической и динамической устойчивости, живучести энергосистем, надежности и качества электроснабжения, несмотря на успехи, достигнутые в области автоматизированных систем диспетчерского управления и систем автоматического управления и противоаварийной режимной автоматики.

В настоящее время в ЕЭС России продолжают оставаться напряженными режимы ее работы, сохраняется достаточно сложная топливная проблема, возрастают трудности управления энергосистемами в связи с большой долей недостаточно маневренных крупных энергоблоков тепловых электростанций. Высокие требования, предъявляемые к электроэнергетике, предопределяют радикальную перестройку электроэнергетики, как принципов ее построения и управления, так и требуемого оборудования, т.е. объективно необходимы качественные изменения в технике производства и распределения электроэнергии. Необходимость сокращения непроизводительных расходов топлива предъявляет высокие требования к экономичности режимов.

В настоящее время формирование мощных электроэнергетических систем характеризуется повышением доли блоков, работающих в базе суточных графиков нагрузки. В определенной мере этому способствует существующая практика обновления генерирующих мощностей, при которой на станциях последовательно демонтируются маневренные агрегаты мощностью 50÷200 МВт. В результате, при нагрузках, составляющих 50%

от номинальной, расход топлива увеличивается на 16–26 г/кВт·ч. Статистический анализ работы объединенных энергосистем показывает, что, наряду с повышением надежности энергоснабжения и снижением затрат на резервирование, уплотнения суточных графиков нагрузки не наблюдается. Объективный учет тенденций в развитии топливно-энергетического комплекса также говорит о том, что в ближайшие 30–40 лет основными производителями электроэнергии останутся тепловые электростанции, стоимость топлива будет возрастать, а межсистемные связи еще на долгие годы будут отнесены к разряду «слабых связей». Вследствие этого, включение в электроэнергетическую систему накопителей, позволяющих разделить во времени процессы выработки и потребления энергии (при условии их высокого КПД), имеет большое народнохозяйственное значение.

Аккумулирование энергии позволит увеличить мощность и время работы базовых электростанций, улучшив тем самым технико-экономические показатели крупных энергоблоков благодаря существенному уменьшению эксплуатационных расходов, уплотнить график нагрузки и компенсировать ее пиковые изменения. Кроме того, накопители могут существенно повысить устойчивость крупной станции при обеспечении баланса мощности электроэнергетической системы. Включение накопителя в энергосистему в качестве самостоятельной структурной единицы является объективной необходимостью и на ближайшую перспективу нет альтернативных решений для мощных ТЭС и АЭС с накопителями энергии. Можно ожидать, что более 10% всей вырабатываемой энергии, прежде чем попасть к потребителю, будут проходить через системы накопителей.

На современном этапе развития Единой энергетической системы (ЕЭС) динамические свойства энергообъединений настолько усложнились и системная автоматика достигает такого уровня сложности, что могут возникать проблемы в отношении устойчивости, регулирования частоты и активной мощности [1, 2 и др.]. Именно сложность динамических свойств энергообъединений и отсутствие целостного взгляда на проблему управляемости привели к тому, что некоторые научно-исследовательские организации и специалисты считают неизбежной необходимостью выполнять объединения подсистем только через вставки постоянного тока, с целью секционирования энергообъединения по каналам распространения возмущений, обеспечивающих либо полное разделение системы по возмущениям, либо интенсивное затухание по мере их трансляции.

Переходные процессы в сложных энергообъединениях представляют собой взаимообусловленную совокупность движений локального (в подсистемах) и межсистемного (обменного) характера. Результатом взаимодействий выступает процесс распространения и распределения возмущения, проявляющийся в том, что движение, инициированное возмущением в одной из подсистем, последовательно и постепенно, через промежуточные подсистемы, транслируется вдоль энергообъединения, вызывая развитие переходных процессов в удаленных от места возмущения регионах. Возмущения, действующие на ОЭС можно разделить по частотному спектру на высокочастотные (с периодом менее 1 минуты), низкочастотные (с периодом колебания до 5 минут) и инфранизкочастотные (с периодом колебания более 5 минут). Высокочастотные составляющие колебаний мощности (так называемые «шумы» системы), хотя они, как правило, имеют небольшую амплитуду, но могут угрожать устойчивости связи, особенно слабой. Низкочастотные колебания мощности имеют большую амплитуду и связаны с действительными обменами мощности.

Таким образом, вытекает правомерность постановки и необходимость решения задачи управления процессами распространения возмущений, весь комплекс противоаварийных мероприятий и системная автоматика предназначены для ее решения. Решение проблемы локализации возмущений с помощью средств регулирования и противоаварийного управления во многом определяют надежностные показатели работы протяженных энергообъединений. В понятии надежность функционирования электроэнергетической системы целесообразно выделить понятие схемная и режимная надежности. Схемная надежность в основном связана со структурой системы. Режимная надежность является сложной функцией структуры, динамических и статических параметров, диапазона осуществляемых режимов, статистических параметров возмущающих воздействий. Обеспечение схемной надежности, т.е. построение системы с достаточным уровнем резервирования при отказах элементов, автоматически не приводит к системе с высоким уровнем режимной надежности во всем диапазоне пространства состояний. Режимная надежность определяется технологическими ограничениями (в том числе по устойчивости), процессами распространения возмущающих воздействий и развития аварийных состояний.

Многочисленные системные испытания, проведенные в объединенных энергосистемах ЦДУ ЕЭС, ВНИИЭ, НИИПТ, Энергосетьпроект,

СибНИИЭ, ВЭИ, ВНИИЭлектромаш позволили обнаружить одну важнейшую общую закономерность для переходных явлений в объединенных энергосистемах. Чем более низкочастотный спектр рассматриваемых движений, тем более системный характер они приобретают, т. е. низкочастотные движения определяются не столько региональными параметрами района возмущения, сколько свойствами всей системы в целом [3].

Целостный взгляд на анализ динамических свойств энергообъединений позволяет оценить эффективность традиционных средств регулирования (АРВ, АРС, АРЧМ), а также определить необходимость создания принципиально новых комплексов электрооборудования – накопителей энергии и устройств управляемых (гибких) систем электропередач переменного тока – Flexible Alternative Current Transmission System (FACTS).

Новые возможности появились с разработкой управляемых статических компенсаторов реактивной мощности (СТК и СТАТКОМ), которые, кроме обеспечения требуемого баланса реактивных мощностей и поддержания уровня напряжения, при соответствующих законах регулирования могут эффективно демпфировать как локальные колебания, так и системные.

При анализе системных испытаний, все возмущения (изменения нагрузки ОЭС) разнесены на три группы: возмущения, связанные с отклонением графика нагрузки от запрогнозированного; кратковременные случайные колебания не превышающие 2÷5% общей мощности; крупные возмущения.

Количественные характеристики этих составляющих возмущений являются исходными данными для определения допустимых значений перетоков, а также для предъявления требований к системной автоматике и к регулирующим станциям, включающие в себя регулировочный диапазон и требуемую скорость изменения мощности станций в пределах регулировочного диапазона.

В тех случаях, когда крупные блоки вынуждены привлекать к регулированию переменной части графика нагрузки, значительно увеличивается расход топлива.

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 использования или многоцелевого использования, или для целей управления на стороне потребителя.

Каждая технология накопления энергии характеризуется своими 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.

Управления режимами электроэнергетических систем по частоте и активной мощности, напряжению и реактивной мощности

Нагрузка любой узловой точки электроэнергетической системы однозначно определяется напряжением и частотой в этой точке.

Для того чтобы обеспечить требуемое значение частоты и напряжения, необходимо правильное планирование балансов активных и реактивных мощностей в узле. Баланс активных и реактивных мощностей состоит из приходной части, к которой относятся располагаемые мощности станции и располагаемые мощности накопителей энергии, и расходной, к которой относятся мощности нагрузок и мощности накопителей энергии,

поскольку система накопления энергии (СНЭ) позволяет независимо изменять активную и реактивную мощности. Схемы связи накопителей с энергосистемой, построенные на базе современной силовой электроники, позволяют практически мгновенно изменять активную и реактивную мощности. Таким образом распределенная система накопления энергии является основой построения скоординированной системы локализации возмущающих воздействий в узле по активной и реактивной мощности любого спектра. Экономически целесообразно спектр изменения активной мощности накопителей энергии ограничить периодом колебаний 25 минут, поскольку спектр колебаний свыше 25 минут экономически целесообразно возлагать на генерирующие источники, например, на газотурбинные станции, которые при таком спектре возмущающих воздействий будут работать экономично и надежно. Существенно экономические показатели многофункциональной быстродействующей системы управления режимами энергосистем можно повысить, привлекая к регулированию потребителей энергии, которые будут подключаться к этой задаче с экономической выгодой для себя. Таким образом, сетевые накопители энергии с соответствующей системой управления позволят обеспечить качество электрической энергии по частоте, действующему значению напряжения, форме его кривой, симметрии и импульсам напряжения. Улучшение качества электрической энергии существенно влияет на народнохозяйственный эффект, поскольку потребители работают в номинальных режимах (повышается срок службы электрооборудования), имеет место улучшение нормального функционирования электроприемников, отсутствие провалов напряжения и высших гармоник тока и напряжения.

Таким образом, распределенные схемы накопления являются первоочередной задачей внедрения систем накопления энергии в единую электроэнергетическую систему. Требуемая мощность систем накопителей энергии – около 30 ГВт. Энергоемкость систем накопления – около 15 ГВт·ч. Предварительный анализ показывает, что срок окупаемости такой системы 5–6 лет за счет локализации возмущающих воздействий активных и реактивных мощностей нагрузок, стабильного качества электроэнергии, экономии топлива на генерирующих станциях, увеличения времени безотказной работы генерирующего оборудования и оборудования потребителей энергии.

Основные типы накопителей

Существует много различных классификаций накопителей электрической энергии. Наиболее удобной с практической точки зрения представляется классификация на электрохимические и физические накопители энергии. Первые – преобразуют электрическую энергию в химическую энергию веществ, вторые – в механическую энергию.

К электрохимическим накопителям энергии относятся аккумуляторные батареи, накопители энергии на основе молекулярных конденсаторов и др. Все типы электрохимических накопителей подключаются к сети через преобразователи (инверторы).

К физическим накопителям электроэнергии в основном относятся два вида комплексов:

- кинетические накопители энергии (маховики);
- гравитационные накопители энергии (ГАЭС).

Гидроаккумулирующие электростанции (ГАЭС) являются одной из самых ранних технологий запасания больших объемов энергии. Следует заметить, что основными факторами, определяющими возможность постройки ГАЭС, ее максимальную емкость и капитальную стоимость, являются особенности рельефа местности, а также необходимость затопления значительных территорий.

Гидронакопитель энергии гравитационного типа (ГЭГТ) является развитием широко применяемых в настоящее время гидронакопителей в схемах гидроаккумулирущих электростанций (ГАЭС). Идея состоит в том, чтобы использовать воду в качестве гидравлического домкрата для поднятия тяжелого груза. Гравитационная система включает в себя следующие компоненты:

- рабочая масса (диск или поршень);
- корпус камеры, в которой поршень движется;
- домкрат, использующий воду в качестве гидравлической жидкости;
- системы преобразования энергии (гидронасосы, гидротурбины).

Есть много вопросов, касающихся методов строительства, уплотнения, структурной целостности, безопасности, преобразования энергии, управления поршнем. Предварительный анализ показывает, что получить практичные, реальные решения с учетом современного уровня развития науки и техники очень затруднительно, поскольку идет речь об очень больших давлениях, при этом плотность энергии поднятого груза очень низкая.

Накопитель энергии гравитационного типа фирмы «Энергозапас» – вместо воды используется вертикальный подъем/спуск твердых брикетов упакованного грунта. Для накопления потенциальной энергии, привод в режиме двигателя поднимает грунт. Во время генерации под действием силы тяжести грунт опускается, и привод в режиме генератора передает электроэнергию в сеть. Требования к рельефу и источникам воды отсутствуют. Работа находится в начальной стадии. Создать эффективный накопитель весьма затруднительно.

Сверпроводниковый индуктивный накопитель энергии (СПИНЭ) (Superconducting Magnetic Energy Storage (SMES)). Небольшое практическое применение нашли передвижные СПИНЭ сравнительно небольшой энергоемкости (до 10^6 Дж), широкое применение СПИНЭ возможно после разработке и создания СПИНЭ на базе высокотемпературных сверхпроводников. Ожидаемое время их практического применения – 2025 г.

Федеральное государственное унитарное предприятие «Государственный научный центр Российской Федерации Троицкий институт инновационных и термоядерных исследований» предложил и испытал новый вид сверхпроводниковой обмотки – компактный тор [9, 10].

Традиционная, поддерживаемая внешним бандажом обмотка неизбежно деформируется под действием пондеромоторной силы. Такая деформация сопровождается тепловыми возмущениями, вызывающими переход обмотки в нормальное состояние при токах, существенно меньших критического (деградация в ламинарной конструкции, где каждый виток приклеен к жесткой бандажирующей пластине). Деформация уменьшена в меру жесткости пластины и происходит упруго. Возмущения не возникают. В ламинарной обмотке отсутствует деградация. Структурные пластины используются как хладопровод. Энергия запасается внутри тора с постоянной плотностью.

Вне обмотки поле отсутствует. Однородность плотности энергии обеспечено распределением обмотки в объеме тора. В традиционных обмотках напряженное состояние провода и силовой структуры нарастает с увеличением размеров обмотки. Соответственно растет амплитуда механо-термических возмущений. Их амплитуда непредсказуема. Поэтому моделирование обмоток не дает надежных результатов.

Чтобы не допускать перегрева провода под действием возмущений, необходимо обеспечивать хороший теплоотвод. В ламинарных обмотках нет возмущений, большая мощность теплоотвода не требуется, можно применять косвенное охлаждение.

В ламинарных обмотках условия работы провода зависят лишь от используемого поля и не зависят от размеров обмотки. Это позволяет применять результаты, полученные на моделях к обмоткам произвольных размеров. Достоинства ламинарных обмоток многократно проверены на различных сверхпроводящих магнитах.

Компактный тор – наиболее выгодная форма из накопителей с замкнутым потоком.

Компактный тор – вне конкуренции благодаря однородной плотности запасаемой энергии во внутреннем объеме.

Удельная стоимость СПИНЭ с тороидальной обмоткой энергоемкостью 10 ГВт·ч составляет 300 $/кВт·ч. что экономичней ГАЭС.

Рис. 1. АЭС с СПИНЭ 10 ГВт·ч

Алюмо-водородная энергетика

Перспективным топливом будущего является водород. Водород, как и алюминий, может быть доставлен к месту потребления и преобразован в полезную электрическую и тепловую энергию.

Водород может быть получен прямым электролизом воды электрическим током – так может решаться проблема хранения электроэнергии. Такая схема хранения может быть использована для регулирования работы

электростанций как традиционного типа, так и на основе ВИЭ, в силу более высокой маневренности электролизера воды по сравнению с электролизером алюминия, который требует буферного накопителя из-за высокой чувствительности к изменению режимов работы. Однако на пути транспортировки баллонного водорода стоят серьезные ограничения, связанные с пожаро- и взрывоопасностью таких перевозок. Существует вариант с криогенным хранением водорода, но он также является не вполне безопасным и сопряжен с затратами на сжижение газа и последующими потерями при транспортировке за счет испарения. Достаточно широко распространен способ хранения водорода в гидридах интерметаллических и металлогидридных соединений, однако его существенным недостатком являются низкая емкость по водороду таких соединений (1–3%), высокая стоимость и малое количество циклов гидрирования-дегидрирования.

По своему энергетическому потенциалу к водороду, считающемуся сегодня перспективным топливом, очень близок алюминий. При этом алюминий лишен недостатков, свойственных водороду (чрезвычайно малая плотность газа и взрывоопасность). Когда речь идет о хранении и транспортировке водорода, возникает масса вопросов, связанных с безопасностью. Также до сих пор не существует простого и недорогого способа производства водорода в массовых количествах из возобновляемых ресурсов.

Алюминий же по распространенности в природе стоит на первом месте среди металлов и на третьем, после кислорода и кремния, среди химических элементов. В обычных условиях алюминий химически инертен. Причем продукты его окисления можно вторично использовать для восстановления металла, поэтому нет необходимости значительно расширять добычу алюмосодержащих ископаемых.

В Объединенном институте высоких температур Российской академии наук (ОИВТ РАН, Москва) разработали серию воздушно-алюминиевых топливных элементов.

Таким образом, алюминий может участвовать в распределении экологически чистой (по сравнению с ископаемыми топливами) энергии возобновляемых источников и АЭС и регулировании их генерирующей мощности. При этом наработанные оксиды снова возвращаются на алюминиевый завод для регенерации

Традиционный вариант использования дизельного топлива помимо чисто экологических имеет и «энергетический» недостаток – плотность запасенной энергии меньше, чем у алюминия. Кроме того, алюминий в отличие от водорода и дизельного топлива более удобен при транспортировке (не огнеопасен, не текуч, не испаряется).

Разрабатываемые технологии алюмоводородной энергетики могут быть применены как в «водородной экономике» будущего в качестве эффективного и безопасного способа транспортировки водорода и запасаемой энергии, так и в качестве дополнения существующих энергосистем в регионах, где отсутствуют централизованная газовая сеть или местные виды топлива. Применение алюминия для генерации водорода и энергии позволяет снизить нагрузку на окружающую среду. Эффективность применения подобных установок во многом определяется стоимостью исходного сырья и побочных продуктов реакции, а также наличием или отсутствием конкурирующих решений по централизованному энергоснабжению потребителей.

Создание центра испытаний и сертификации накопителей энергии

Испытания накопителей электрической энергии являются единственным способом получения данных о его номинальных характеристиках и поведения в различных возможных, не нормируемых условиях работы, циклах эксплуатации, которые невозможно провести силами производителей оборудования, особенно для больших мощностей и энергоемкости. В качестве таких режимов можно отметить короткие замыкания, внезапные обрывы, размыкание индуктивных потребителей, нелинейные источники и приемники электроэнергии, четырехквадратные (рекуперативные), опережающие/отстающие нагрузки, не симметричные нагрузки/генераторы, генераторы с изменяемой частотой и скоростью изменения частоты. СНЭ представляет собой электротехнические комплексы из взаимосвязанных элементов с существенно разнесенными постоянными времени управления, так, например, аккумулирующий элемент имеет характерные времена – минуты и часы, преобразователь – до единиц миллисекунд, средства измерения и контроля – несколько периодов сетевого напряжения или до единиц секунд. Во всех этих элементах существуют не одинаковые параметры для элементов одного типа или изменяемые параметры с течением времени, обусловленные длительностью эксплуатации, температурными режимами работы. При воздействии экстремальных факторов, таких как короткие замыкания, перегрузки можно выявить степень надежности работы оборудования, соответствие запасов по перегрузочной способности. Возможно также применение специальных нагрузок в виде нелинейных потребителей или с опережающим током. Проверяется качество работы системы управления, локальных алгоритмов управления си-

ловым оборудованием и общего поведения всей системы в целом, к примеру, исследуются переходные процессы, наличие статической ошибки по заданным сигналам задания, как переменным так и постоянным, появление динамических ошибок и степени их отработки, перерегулирования, избыточной колебательности, наличия нелинейных эффектов, превышение допустимых эксплуатационных параметров компонент НЭ. Система подвергается испытаниям: исследовательским, типовым, приемо-сдаточным, контрольным, периодическим.

Центр создается с целью повышения показателей надежности и безопасности функционирования объектов электроэнергетики средствами комплексного решения задач повышения качества применяемых накопителей энергии (далее – НЭ) и внедрения новых технологий на предприятия топливно-энергетического комплекса РФ:

− предоставление заводам-изготовителям информационно-технологических систем (далее – Производитель) услуг по проведению комплексных испытаний и контролю качества продукции на соответствие требованиям профильной нормативно-технической документации (аттестация, сертификация);

− проведение испытаний НЭ на соответствие требованиям электромагнитной совместимости;

− проведение специализированных испытаний, определяющих границы допустимых значений параметров системы;

− проведение испытаний на отказоустойчивость при возникновении существенных отклонений параметров;

− проведение испытаний с недопустимыми значениями управляющих воздействий, ошибок в информационном обеспечении и изменении топологии силовой системы и системы управления ввиду внутренних обрывов или закорачиваний, включая ошибки информационного обеспечения в виде зависаний, и иными проблемами с вычислителем.

Потенциальными пользователями услуг Центра являются:

− производители и поставщики продукции, применяемой на предприятиях электроэнергетического комплекса, системные интеграторы, проектные организации;

− эксплуатационные организации субъектов электроэнергетики;

− разработчики и интеграторы решений с использованием НЭ;

− участники координации профильных научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ по направлениям деятельности Центра.

Локализация производства СНЭ в России

Ряд производителей предлагает законченные решения энергоустановок с накопителями энергии в широком диапазоне энергоемкости и мощности на базе БМ с использованием литий-ионных аккумуляторов. Использование магистрально-модульного принципа при создании накопителей и преобразователей электрической энергии большой энергоемкости и высокого напряжения на базе литий-ионных аккумуляторов в настоящее время является наиболее прогрессивным и широко используемым решением для изделий стационарного и транспортного применения.

Первая в Китае энергоемкая система накопления электрической энергии (СНЭЭ) мощностью 100 МВт была изготовлена в 2018 году компанией Zhongtian Yipin Technology (которая входит в группу ZTT).

Рис. 2. Система накопления электрической энергии (СНЭЭ) мощностью 100 МВт компании Zhongtian Yipin Technology

СНЭЭ, установленная на подстанции Danjiang Dagang в г. Чжэньцзяне, состоит из двух видов блок-контейнеров: 1 МВт / 2 МВт·ч (системных блок-контейнеров / батарейных блок-контейнеров).

В системе накопления электроэнергии (СНЭЭ) ZTT (в батарейных модулях) используется литий-ионные железо-фосфатные элементы (аккумуляторы) типа ZTT27173200 на 3,2 В емкостью 86 А·ч. Энергоемкость одной (единичной) группы (одного батарейного блок-контейнера) СНЭЭ до 2,7 МВт·ч.

В последние годы группа ZTT неуклонно увеличивала свои инвестиции в области накопления электрической энергии, благодаря постоянным исследованиям, разработкам и инновациям разработала серию новых продуктов для удовлетворения рыночного спроса.

Ценовой показатель стоимости СНЭЭ в контейнере мощностью 1 МВт/энергоемкостью 1 МВт·ч составляет 100 млн рублей с учетом поставки, монтажа и пуско-наладочных работ.

В настоящее время ООО «ЗТТ Рус» ищет партнера для локализации производства СНЭ контейнерного и блочно-модульного исполнения в России.

ООО «ЗТТ Рус» планирует осуществлять поставку серийно изготавливаемых преобразователей-PCS (подсистему преобразования энергии) и батарейных стоек с батарейными модулями (подсистему накопления электрической энергии), включая шкафы DC распределения из Китая, а остальные подсистемы планирует изготавливать в России.

Установленная мощность построенной в Сан-Диего системы хранения энергии составляет 30 мегаватт, а емкость 120 МВт·ч. Объект представляет собой 24 контейнера, в которых размещены 400 тысяч литий-ионных аккумуляторов (Samsung SDI), собранных в 20 тысяч модулей.

Рис. 3. Система накопления электрической энергии (СНЭЭ) в Сан-Диего 30 МВт, емкость 120 МВт·ч

Заключение

1. Электроэнергетика является типичным примером холистической системы, все составные части которой (генерация, сеть, нагрузка) структурно и функционально (режимно) взаимосвязаны в одно целое.

Главное значение накопителей – не просто решить задачу энергообеспечения при перерывах внешнего питания, а сформировать новую энергетическую инфраструктуру, свободную от ограничений непрерывности одного вида электрических процессов, а по сути – значительно расширить вид и форму энергетических объединений, позволяющих интегрировать автономные, распределенные и централизованные системы, включая новые центры генерации и потребления в общую энергетическую «систему систем».

2. По оценкам экспертов в ближайшие 10 лет рынок накопителей энергии будет расти со среднегодовыми темпами, превышающими 30% с тенденцией к снижению удельной стоимости запасенной энергии.

Литература

1. Бут, Д.А. Накопители энергии / Д.А. Бут, Б.Л. Алиевский, С.Р. Мизюрин и др. – М.: Энергоатомиздат, 1991. 400 с.

2. Тимченко, В.Ф. Экспериментальное определение режимных характеристик энергообъединений и межсистемных электропередач при параллельной работе ОЭС Сибири и Казахстана в составе ЕЭС СССР / В.Ф. Тимченко, А.А. Хачатуров, Н.Л. Новиков и др. // Повышение надежности объединений энергосистемы Северного Казахстана. – Алма-Ата, 1977, с. 94–107.

3. Автоматическое регулирование частоты и активной мощности в энергосистемах // Энергетика за рубежом, 1967, 70 с.

4. Бушуев, В.В. Динамические свойства энергообъединений / В.В. Бушуев, Н.Н. Лизалек, Н.Л. Новиков. – М.: Энергоатомиздат, 1995, 320 с.

5. N. G. Hingorani and L. Gyugyi. *Understanding FACTS concepts and technology of flexible AC transmission systems*. IEEE Press, New York, 2000.

6. http://energystorageexchange.org/projects

7. Joint EASE/EERA Recommendation for a European Energy Storage Technology Development Roadmap Towards 2030, *Final Report,* March 2013.

8. Попель, О.С. Накопители электрической энергии / О.С. Попель, А.Б. Тарасенко // Энергоэксперт. 2011. №3. С. 28–37.

9. Ковалев Г.Ф. Ветрогидроэнергетический комплекс с гидравлическим накопителем энергии гравитационного типа как источник надежного электроснабжения методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Международный научный семинар им. Ю.Н. Руденко. Иркутск. 2015 с.146–155.

10. Е.Ю. Клименко, А.М. Малофеев, С.И. Новиков. Superconducting magnets for MHD. Ship Propulsion. В книге ≪Applied Superconductivity≫, ред. H.C.Freyhardt, DGM informationsgesellschaft veriag, 1993, том 2, 953-955 (Материалы конференции EUCAS, октябрь 1993, Геттинген, Германия).

11. Патент RU(11) 2 370 923(13) C2 Тороидальная обмотка с однородным модулем магнитного поля. Клименко ЕвгенийЮрьевич (RU), Полулях Евгений Павлович (RU).

12. Yingjie Tan; Kashem M. Muttaqi. Multilevel energy storage based frequency regulation in remote area power supply systems 2016 IEEE International Conference on Power System Technology (POWERCON) Year: 2016 Pages: 1–6, DOI:10.1109/POWERCON.2016.7754028.

13. Ziping Wu; Wenzhong Gao; Huaguang Zhang; Shijie Yan; Xiao Wang. Coordinated Control Strategy of Battery Energy Storage System and PMSG-WTG to Enhance System Frequency Regulation Capability. IEEE Transactions on Sustainable Energy. Year: 2017, Volume: PP, Issue: 99. Pages: 1–1, DOI: 10.1109/TSTE.2017.2679716.

14. Analytical Methods for Characterizing Frequency Dynamics in Islanded Microgrids with Gensets and Energy Storage. Ajit A. Renjit; Abrez Mondal; Mahesh S. Illindala; Amrit S. Khalsa. IEEE Transactions on Industry Applications. Year: 2017, Volume: PP, Issue: 99. Pages: 1 - 1, DOI: 10.1109/TIA.2017.2657481.

15. Daniel-Ioan Stroe; Vaclav Knap; Maciej Swierczynski; Ana-Irina Stroe; Remus Teodorescu Operation of a Grid-Connected Lithium-Ion Battery Energy Storage System for Primary Frequency Regulation: A Battery Lifetime Perspective. IEEE Transactions on Industry Applications. Year: 2017, Volume: 53, Issue: 1. P. 430–438, DOI: 10.1109/TIA.2016.2616319. IEEE Journals & Magazines.

16. Фортов В.Е., Сон Э.Е., Деньщиков К.К., Жук А.З. д. Новиков А.Н., Новиков Н.Л. Гибридный накопитель электроэнергии для енэс на базе аккумуляторов и суперконденсаторов / Инновационные технические решения в программе НИОКР ПАО «ФСК ЕЭС» Сборник статей. – М.: Энергия единой сети, 2016. – С. 198–212.

17. A.Z. ZHUK, K.K. DENSCHIKOV, E.A. BUZOVEROV JIHT RAS, A.N. NOVIKOV, N.L. NOVIKOV, T.YU. ZHORAEV OJSC NTC FSK EES YU.N. KUCHEROV,OJSC SO EES RUSSIA. Hybrid Energy Storage System for Power Systems Based on Lithium-Ion Batteries and Supercapacitors CIGRE 2016.

18. Алюмоводородная энергетика / под ред. акад. РАН А. Е. Шейндлина. – М.: ОИВТ РАН, 2007.

19. http://digitalsubstation.com/blog/2017/02/27/krupnejshij-nakopitel-energii-otkryt-v-kalifornii/

ПРОБЛЕМЫ КИБЕРБЕЗОПАСНОСТИ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ*

Воропай Н.И.,
чл.-корр. РАН, д.т.н., проф., научный руководитель Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева (ИСЭМ) СО РАН

Колосок И.Н.,
д.т.н., ведущий научный сотрудник ИСЭМ СО РАН

Коркина Е.С.,
к.т.н., старший научный сотрудник ИСЭМ СО РАН

Осак А.Б.,
научный сотрудник ИСЭМ СО РАН

Введение

Электроэнергетическая система (ЭЭС) – это важнейшая инфраструктура, обеспечивающая население и потребителей других отраслей экономики электроэнергией с требуемой надежностью, необходимого качества и по доступной цене. При растущих требованиях потребителей к надежности энергоснабжения и качеству энергоресурсов ЭЭС развиваются на интеллектуальной инновационной основе, определяемой цифровизацией и компьютеризацией их производственных технологий. Современная электроэнергетическая система и ее объекты – это сложные системы, состоящие из двух тесно взаимосвязанных подсистем: физической (технологической) и информационно-коммуникационной. Уже в настоящее время, а в будущих ЭЭС – еще в большей степени, технологическая и информационно-коммуникационная подсистемы становятся сопоставимыми по сложности и ответственности с точки зрения обеспечения нормального функционирования ЭЭС.

* Работа выполнена в рамках проекта III.17.4.2 программы фундаментальных исследований Сибирского отделения Россимйской академии наук. № АААА-А17-117030310438-1.

В условиях цифровизации электроэнергетической отрасли – что подразумевает не только ускорение обработки информации в цифровом виде, но и повышение эффективности технологических процессов с применением оборудования нового поколения, работающего по Стандартам МЭК, разработку нового программного обеспечения для управления вновь создаваемых цифровых подстанций, РЭС, и т.д. – все в большей мере требуется рассматривать ЭЭС как сложные кибер-физические системы (КФС), в которых информационно-коммуникационная подсистема может работать неадекватно вследствие внутренних дефектов (ошибки в алгоритмах и др.), а также может быть подвержена несанкционированным внешним воздействиям – кибератакам (КА) [1–6 и др.].

Анализ событий в процессе развития ряда системных аварий в различных странах [7] показал наличие взаимного влияния отказов и возмущений в физической и информационно-коммуникационной подсистемах (ИКП) энергосистем. Недостоверность информации о текущем состоянии ЭЭС и её потеря вследствие кибератак на ИКП могут привести к выработке и реализации неправильных управляющих воздействий и к развитию аварийных ситуаций в физической подсистеме. В свою очередь, отказ элемента физической инфраструктуры может привести к аварийному состоянию электрической части и способствовать выходу из строя системы управления информационно-коммуникационной инфраструктуры.

В настоящее время кибербезопасность рассматривается как стратегическая проблема государственной важности, затрагивающая все слои общества. В декабре 2016 года практически одновременно в США и России были опубликованы два официальных документа: «Объединенная стратегия США и Канады по кибербезопасности и устойчивости электрических сетей» [8] и обновленная «Доктрина информационной безопасности Российской Федерации» [9]. Подобная работа проводится в Европейском Союзе, Китае и других странах. О признании значимости КБ свидетельствует значительное количество национальных стратегий. Однако в этих документах проявляются существенные различия в определении кибербезопасности и других ключевых терминов.

В [10–12] рассматривается связь проблемы кибербезопасности ЭЭС с энергетической безопасностью (ЭБ) России и информационной безопас-

ностью (ИБ). Авторы [11] отмечают, что стремительное распространение компьютерной среды, развитие информационных технологий и тенденция перехода к интеллектуальной энергетике делают киберугрозы одной из важнейших тактических и стратегических угроз ЭБ, т.е. рассматривают кибербезопасность как актуальную в современных условиях дополнительную угрозу энергетической безопасности.

С другой стороны, поскольку до сих пор нет однозначного определения термина кибербезопасность, ее часто считают синонимом информационной безопасности. Согласно стандарту ISO 27032:2012 [13], кибербезопасность базируется на пяти составляющих: безопасность приложений, информационная безопасность, сетевая безопасность, безопасность интернет-приложений, защита ключевых информационных систем объектов критических инфраструктур, но не является синонимом ни одного из них.

Информационная безопасность – это обеспечение конфиденциальности, целостности, и доступности информации, необходимой для удовлетворения потребностей пользователей. Кибербезопасность – более широкое понятие, она трактуется как набор средств, стратегий и технологий, которые могут быть использованы для защиты кибернетической среды, ресурсов организации и пользователя [14], где под кибернетической средой понимаются подключенные компьютерные устройства, инфраструктура, приложения, сервисы, телекоммуникационные системы, совокупность передаваемой и/или хранящейся информации, а также обслуживающий персонал. Таким образом, рассматривая проблему кибербезопасности ЭЭС с позиций КФС следует подчеркнуть, что она направлена на защиту не только объектов ИКП и информации, но и объектов физической инфраструктуры, функционирование которых может быть нарушено вследствие кибератак на информационную подсистему.

В настоящее время все киберугрозы принято разделять на *внешние и внутренние*. Причины и источники внешних угроз находятся вне компьютеров компании, как правило, в глобальной сети – это вирусы, спам, удаленный взлом, DOD/DDOS-атаки и др. Внутренние угрозы зависят исключительно от персонала компании, программного обеспечения и оборудования. Для энергетических предприятий внутренние угрозы не менее опасны, чем внешние. Особенно эта задача становится актуальной при ав-

томатизации бэк-офисных процессов в энергетических компаниях, например, при цифровизации документооборота [15]. В России доля внешних атак лишь немногим превышает 20%, подсчитали разработчики систем корпоративной безопасности, – остальные атаки, очевидно, имеют внутренний характер.

Ранее в исследованиях КБ энергетических комплексов было введено понятие киберхалатности, которую также можно отнести к внутренним киберугрозам. Киберхалатность [16] – неумышленные действия сотрудников организации, которые могут причинить вред, обусловлены неосторожностью, низкой компьютерной грамотностью или пренебрежением мерами, обеспечивающими кибербезопасность, и сравнимы по причиняемому ущербу с кибератаками.

Как отмечено в [6], в опубликованном в 2015 году компанией Dell ежегодном отчете Dell Security Annual Threat Report представлены следующие зафиксированные данные относительно количества кибератак на системы SCADA промышленных предприятий, подстанций, электростанций: 2012 г. – 91676; 2013 г. – 163228; 2014 г. – 675186. Большинство кибератак было направлено на предприятия Финляндии (202322), Великобритании (69656), США (51258), где системы SCADA широко используются и во многих случаях подключены к сети Интернет. Отмечается, что в настоящее время уже более 30 стран разработали стратегии по борьбе с кибератаками на объекты энергетики и производственной сферы.

Поэтому проблема киберустойчивости объектов энергетики и ЭЭС в целом является критически важной и актуальной задачей, которая должна решаться с позиций КФС во взаимосвязи физической и информационно-коммуникационной подсистем [5].

Анализ последствий КА на работоспособность физической подсистемы ЭЭС и ее объектов

Приведем некоторые примеры кибератак на объекты электроэнергетики, которые показывают, что кибератаки на ИКП могут привести к разрушению физических подсистем и сетей.

• 23 декабря 2015 г. произведена успешная кибератака на электрические сети Украины [6]. Около 225 (по другим данным 600) тысяч человек более чем на 6 часов остались без электроэнергии. Перерыв в электроснабжении составил от 1 до 3,5 часов. Общий недоотпуск электроэнергии – 73 Мвт/ч (0,015% от суточного объема электропотребления Украины). Хакеры готовились не менее полугода. Электроэнергетическим компаниям отправлялись электронные письма, при открытии которых загружалась вредоносная программа BlackEnergy3, изолирующая зараженные компьютеры от системы управления электрическими сетями. После запуска вируса стала доступной вся информация об информационно-коммуникационной подсистеме, пароли и коды доступа. После этого удалось войти в систему SCADA и отключить 17 подстанций. Был выведен из строя ряд серверов и рабочих мест систем АСДУ облэнерго. Одновременно были заглушены телефонные линии компании, что не позволяло оценить масштабы отключения. Были выведены из строя электронные устройства, используемые для связи с автоматическими выключателями подстанций. Режим был восстановлен после перехода на ручное управление.

- **Киевский блэкаут [17].** 17 декабря 2016 года произошло отключение пятой части киевской энергосети вместе с Киевской ГАЭС, которое длилось один час. «В результате сбоя автоматики управления подстанцией были полностью обесточены подстанции 330 кВ “Северная” (с. Новые Петровцы) с потерей питания собственных нужд подстанции. В результате были обесточены нагрузки объемом 144,9 МВт ПАО “Киевэнерго” и 58 МВт ОАО “Киевоблэнерго”. Также была обесточена Киевская ГАЭС с потерей питания собственных нужд», – сообщило НЭК “Укрэнерго” на своей странице в Facebook.

По данным специалистов американской компании Dragos и словацкой ESET, атаку на часть киевской энергосети совершила команда хакеров под названием Electrum. Для атаки группа Electrum использовала вредоносное ПО под названием CrashOverride. Исследователи считают, что новое ПО на основе CrashOverride может автоматизировать массовые отключения электроэнергии. Вредоносный софт включает в себя взаимозаменяемые подключаемые компоненты. С их помощью зловредное ПО адаптируется к энергосистемам различных типов, его легко повторно использовать во время атаки на один и тот же объект или одновременно атаковать несколько целей.

Специалисты ESET и Dragos подчеркивают главное отличие между атаками на украинские облэнерго в декабре 2015 года и энергосистему Киева. Если в первом случае хакерам надо было получить доступ в сеть облэнерго и «вручную» ее отключить, то во втором случае атака была полностью автоматизирована. Вредоносное ПО CrashOverride запрограммировано напрямую по специальным протоколам посылать команды оборудованию энергосети на включение или выключение питания. Специалисты утверждают, что такой функционал позволяет операторам CrashOverride осуществлять намного более масштабные и продолжительные атаки, чем во время часового киевского блэкаута. Последствия от атаки CrashOverride могут быть куда более серьезные, чем временная потеря контроля над энергосистемой. Специалисты ESET утверждают, что вредоносная программа имеет потенциал для нанесения физического ущерба оборудованию энергосистемы. По их данным, CrashOverride может использовать известную уязвимость оборудования Siemens, в частности, цифрового реле Siprotec. Такие реле установлены для защиты, контроля и управления распределительными и питающими линиями электропередач. Siemens уже выпустила обновление для реле Siprotec, но если кто-то его не установил, злоумышленники могут на физическом уровне разрушить часть энергосети. Сотрудник американской компании в сфере кибербезопасности SANS Institute Майк Ассанте говорит, что отключение цифрового реле может привести к тепловой перегрузке линий электропередач. Это чревато провисанием или расплавлением проводов, повреждением трансформаторов и оборудования, которое находится под напряжением.

- **Кибератаки на объекты ядерной энергетики [18].**

1. 25 января 2003 года в США вирусный червь Slammer обрушил корпоративную сеть атомной электростанции в штате Огайо, после чего распространился на системы мониторинга безопасности и охлаждения станции. Главный компьютер электростанции после этого вышел из строя. На восстановление систем ушло шесть часов.

2. В сентябре 2010 года в Иране около 30 тыс. компьютерных систем промышленных объектов были заражены вирусом Stuxnet. Этот вирус был внедрен в компьютерную сеть АЭС в Бушере, в результате чего АЭС была парализована, что привело к приостановке ядерной программы Ирана.

Этот вирус распространяется с помощью операционной системы «Windows» и нацелен на промышленное программное обеспечение и оборудование Siemens для нестабильной работы энергосистемы. По имеющимся оценкам, это первый вирус, созданный для срыва работы реальных объектов инфраструктуры, таких как электростанции, водоочистные сооружения и промышленные предприятия. Такого рода кибератаки, основанные на вторжении Компьютерного вируса, нацеленный на промышленные электростанции, вводит новые угрозы как в кибер, так и физические системы [19].

3. 27 апреля 2016 года в Германии компьютеры АЭС «Гундреммингген» (120 км от Мюнхена) энергетической компании RWE оказались заражены вирусами W32.Ramnit и Conficker. Вредоносное ПО обнаружили на 18 съемных носителях информации в компьютерной системе блока Б – в программном обеспечении визуализации данных. Заражение не представляло угрозы безопасности атомной электростанции, поскольку управляющие системами АЭС компьютеры не подключены к интернету.

- **14 августа 2003** года большая часть Среднего Запада и Северо-Востока США и Онтарио, Канада пережила отключение электроэнергии, которое в некоторых регионах продолжалось до 4 дней и затронуло примерно 50 млн человек. В общей сложности было отключено 61 800 МВт электрической нагрузки [20]. По мнению экспертов, причины этого масштабного отключения непосредственно не связаны с злонамеренной деятельностью киберпреступников, но они были вызвана ошибками в программном обеспечении киберсистемы [20].

Рассмотренные инциденты показывают, что причинами возникновения аварийных ситуаций на объектах энергетики чаще всего являются внешние киберугрозы (все примеры, кроме последнего). В следующем разделе будет приведен обзор зарубежных и российских исследований по противодействию внешним киберугрозам. Что касается внутренних киберугроз для информационно-коммуникационной подсистемы, то, как отмечено в [21], до последнего времени этот аспект практически не ассоциировался с проблемой кибербезопасности кибер-физических ЭЭС. Далее в четвертом разделе данной статьи дается краткая информация о результатах исследований в этом направлении.

Направления исследований по противодействию внешним киберугрозам

В общем плане проблема противодействия внешним преднамеренным кибератакам формулируется следующим образом. Прежде всего, необходимо выявить наиболее уязвимые места информационно-коммуникационной подсистемы ЭЭС в обеих ее составляющих: подготовка информации для мониторинга режимов и управления ими (сбор и обработка информации, оценивание состояния системы и др.); выработка и реализация управляющих воздействий (определение, передача, выполнение). Выявление наиболее уязвимых мест рассматриваемой подсистемы производится имитацией сценариев кибератак, которые различны в зависимости от мест их приложения (каналы передачи данных, алгоритмы оценивания состояния, алгоритмы выработки управляющих воздействий и т.д.). Для каждого наиболее уязвимого места или их групп предусматриваются конкретные мероприятия по предотвращению тяжелых последствий для ЭЭС [22–24 и др.].

Один из распространенных сценариев кибератак – инъекция фальшивых данных в задачу оценивания состояния (ОС) ЭЭС [22]. Задача ОС [25] – одна из важнейших процедур при оперативном управлении ЭЭС, результаты её расчетов являются основой для ведения текущих режимов ЭЭС, планирования ремонтных режимов, составления прогнозов. Фальсификации могут подвергаться значения переменных состояния системы, ее параметры и топология. Основная цель – правдоподобная фальсификация, которую было бы трудно выявить традиционными алгоритмами. Рассматриваются последствия кибератак этого типа для работы алгоритмов управления рынками электроэнергии, алгоритмов оптимального потокораспределения и др. Чтобы понять «изнутри» механизм воздействия фальсификации данных на задачу ОС и выработать меры противодействия этому, исследователи моделируют процесс фальсификации. Так, в [26, 27] сценарий фальсификации данных формализован в виде комбинаторной задачи на графе путем минимизации числа наиболее уязвимых мест с наибольшим поражающем эффектом. В [28] представлены оптимизационные модели на основе смешанного целочисленного программирования

недетектируемых и неидентифицируемых атак по вводу фальшивых данных в алгоритмы оценивания состояния ЭЭС. В [29] предлагается полумарковская модель кибератаки по вводу фальшивых данных.

Кибератаки, направленные на системы защиты и управления, могут подразделяться на четыре категории: блокирующие, имитирующие и модифицирующие, комплексные, частные [23]. В качестве примера приведем состав первых двух категорий атак. Блокирующие атаки – это: отказ в обслуживании (Denial of Service); создание затора при передаче данных (Jamming); «троянский конь» – засылка вируса (Malware) и другие подобные им. Имитирующие и модифицирующие атаки включают в себя: технологию вброса заведомо неверных данных – фаззинг (Fuzzing); маскировку злоумышленника или вредоносной программы для получения привилегий путем фальсификации информации – спуфинг (Spoofing); реупорядочение и смешение данных (Tampering); клонирование данных (Cloning); повторное воспроизведение достоверных данных – перевод данных в уже отправленные или задерживаемые (Replay).

С каждым типом кибератак связаны негативные последствия для состава и содержания данных и должны быть реализованы меры по недопущению этих последствий [23]. В качестве возможных последствий кибератак может быть потеря данных, нарушение их конфиденциальности, целостности и правдоподобности. Возможные меры по противодействию кибератакам включают: антивирусные программы, протоколы безопасности, заградительные пароли, дублирование данных, их фильтрацию, контроль синхронизации операций по времени, использование цифровых подписей для подтверждения принадлежности данных и ряд других.

В плане противодействия кибератакам важно оценить вероятность успешности реализации атаки. Для этого в [30] представлены две Байесовские графовые модели кибератак с целью оценки уязвимости ЭЭС. Конечной целью кибератаки на ИКП является вывод из строя физических элементов кибер-физической ЭЭС. С позиций атакующего в качестве потенциальных объектов нападения точек уязвимости рассматриваются подстанции, центры управления, каналы передачи данных и корпоративные центры контроля. Выявление точек уязвимости в информационно-коммуникационной подсистеме этих объектов как раз и направлено на

достижение конечной цели кибератаки. Различные сочетания таких точек уязвимости дают 14 возможных сценариев кибератак. В связи со сказанным важной задачей является разработка комплексных кибер-физических моделей (КФМ) для выявления уязвимых точек КФС кибер-физической инфраструктуры и оценки надежности кибер-физических ЭЭС и надежности электроснабжения потребителей [29–31 и др.].

Наряду с компьютерными кибер-физическими моделями для исследований кибербезопасности ЭЭС важным направлением является разработка эталонных физических моделей. Одна из таких разработок представлена в [32] и включает в себя четыре взаимосвязанных слоя: слой физической ЭЭС на базе симулятора в реальном времени RTDS, оснащенного множеством портов для подключения физических устройств измерения, защиты и управления; слой сенсоров, включающий названные физические устройства; слой коммуникаций, реализованный с использованием физических каналов концентрации и передачи данных и необходимых протоколов; слой приложений, включающий в качестве одной из задач мониторинг устойчивости ЭЭС по напряжению в реальном времени. В [33] использована эта же методология построения КФМ ЭЭС на базе применения программно-аппаратного симулятора RTDS и реальных устройств защиты, автоматики и других элементов.

В [24] рассматривается задача воздействия кибератаки «отказ в обслуживании» на системы управления установками распределенной генерации с целью вызвать нарушение устойчивости ЭЭС в целом с опасностью каскадного развития аварии. В качестве мероприятия по противодействию кибератаке предлагается использование робастного управления установками распределенной генерации.

Оригинальный подход для противодействия кибератакам представлен в [34] в виде комплекса обеспечения так называемой контролируемой деградации системы управления энергообъекта при киберинцидентах. Суть концепции в том, что во время инцидента можно сознательно отказываться от некоторых функций информационного обмена и управления на заранее подготовленные «рубежи деградации», сужая среду, где может развиваться киберинцидент. На уровне «максимальной деградации»

в случаях серьезных инцидентов в работе остаются только основные защиты и функции управления при автономном режиме работы микропроцессоров и максимальном «ручном режиме» управления.

Приведенный анализ ключевых результатов исследований рассматриваемого аспекта кибербезопасности ЭЭС дает представление о состоянии разработок в мире.

Основные результаты ИСЭМ

Эффективность управления энергетическими системами обеспечивается текущей регулярно обновляемой достоверной информацией, выработанными на ее основе оптимальными управляющими воздействиями и их надежным выполнением. Технические и программные средства SCADA-системы и СМПР и задача оценивания состояния, предназначенные для поддержки действий диспетчерского персонала при оперативном и противоаварийном управлении ЭЭС, являются критически важными и в то же время наиболее уязвимыми к кибератакам компонентами информационно-коммуникационной подсистемы. Современные методы обеспечения кибербезопасности нацелены на предотвращение или уменьшение влияния атак. Предотвращение атак обеспечивается на уровне специалистов информационных технологий посредством методов криптографии, аутентификации, системы контроля и управления доступом и др. Если этих мер недостаточно, то должны быть проведены действия для снижения влияния атак, произошедших в ИКП на надежность функционирования физической подсистемы.

Применение статистических методов обработки информации при кибератаках на системы сбора и обработки информации (SCADA и СМПР). В работах ИСЭМ наряду с техническими и организационными мерами, направленными на повышение кибербезопасности объектов энергетики, для анализа уязвимостей информационно-коммуникационной подсистемы и снижения степени влияния кибератак на качество управления физической подсистемой предлагается использовать статистические методы обработки измерительной информации, поступающей от системы SCADA

и СМПР. В первую очередь, это методы статического и динамического оценивания состояния (ОС) [25], достоверизации измерений [35], и другие методы обработки информации, используемой при управлении ЭЭС.

Для оценки способности сложной технической системы противостоять воздействию кибератак вводится понятие уровня уязвимости системы, численной характеристикой которого является показатель уязвимости. В [36, 37] было введено понятие показателя уязвимости задачи оценивания состояния, который характеризует степень незащищенности ее результатов от возможных ошибок в измерительной информации при воздействии кибератак на систему SCADA. Для определения показателя уязвимости был использован набор индикаторов, характеризующих точность результатов оценивания состояния. Поскольку эти индикаторы носят недетерминированный характер, то для оценки показателя уязвимости используется аппарат теории нечетких множеств [38]. Показано, что совместное использование телеизмерений SCADA и синхронизированных векторных измерений СМПР при оценивании состояния ЭЭС позволяет повысить эффективность методов обнаружения грубых ошибок в телеизмерениях и точность получаемых оценок, снижая тем самым уязвимость задачи оценивания состояния к кибератакам [39].

В [40] предлагается метод обработки и достоверизации информационных потоков СВИ на основе вейвлет-анализа случайных процессов, позволяющий обнаруживать как систематические ошибки, так и помехи, злонамеренно созданные в результате кибератак. Рассмотрена структура СМПР, выявлены уязвимые места и выполнен анализ возможных кибератак. Смоделированы атаки внедрения ложных данных в информационные потоки СВИ, проанализированы вероятностные характеристики искаженных и не подвергшихся вредоносному воздействию потоков данных. Проведена достоверизация данных СВИ с использованием теории вейвлетов.

Для выявления и корректировки данных, искаженных вследствие кибератак, в условиях низкой избыточности измерений в [41, 42] предложено использовать динамические алгоритмы оценивания состояния и достоверизации измерений. Учет динамики изменения состояния ЭЭС придает алгоритмам ОС существенно новые свойства – возможность работать в условиях недостаточной информации, большую устойчивость к сбоям и помехам, способность к адаптации и прогнозированию. При динамиче-

ском ОС появляется больше возможностей для обнаружения грубых и систематических ошибок в ТИ за счет использования ретроспективной и прогнозной информации о параметрах режима [42].

Применение технологии дерева угроз и атак для анализа киберуязвимости объектов ЭЭС [43, 44]. В качестве объекта исследования кибербезопасности была выбрана цифровая подстанция (ЦПС), которая является одним из пилотных проектов цифровизации электроэнергетики. Для анализа способности ЦПС противостоять кибератакам и восстанавливать свое работоспособное состояние после их воздействия предлагается использовать понятия «киберустойчивость» (от англ. resilience) и индикаторы киберустойчивости. Рассмотрена структура цифровой подстанции с позиций кибер-физической системы, выполнен анализ факторов, влияющих на «глубину» снижения функциональности цифровой подстанции при кибератаках. Рассмотрен ряд известных кибератак – «отказ в обслуживании» (DoS-атака), внедрение вирусов и программного обеспечения с «закладками», подмена сигналов GPS/ потока мгновенных значений (SV-потока)/ MMS и GOOSE-сообщений, переполнение трафика и др., которые являются прямыми угрозами работоспособности ЦПС. Выполнен анализ последствий для кибернетической и физической подсистем ЦПС при различных кибератаках, а также предложены меры противодействия кибератакам для этих подсистем.

С целью координирования уязвимых мест ЦПС и угроз кибербезопасности с мерами противодействия возможным злоумышленным нападениям была использована технология дерева отказов, применяемая в теории надежности сложных технических систем. В результате для анализа кибербезопасности ЦПС сформировано дерево угроз и атак. Дерево угроз и атак можно составить для каждой подстанции в понятном виде. Это дает возможность проанализировать информационно-коммуникационную систему ЦПС на наличие уязвимых мест, провести ревизию имеющихся защитных кибер-мероприятий и выработать политику дальнейших шагов по повышению кибербезопасности данного энергообъекта.

Риск ориентированные подходы для анализа кибербезопасности. Важным направлением решения проблем обеспечения кибербезопасности являются теории, основанные на концепции риска [45]. Риск-ориентированный подход учитывает ущерб от повреждения или уничтожения объекта вследствие кибератак с использованием качественных (сложность

восстановления, уничтожение уникальной природной среды, имидж и иное) и количественных (в денежном эквиваленте) показателей, а также вероятность повреждения или уничтожения объекта, с учетом возможности наступления каскадных аварий [46].

В [47–49] предложен методический подход к анализу угроз и оценке рисков нарушения КБ энергетической инфраструктуры на базе семантического моделирования, включающий систему онтологий кибербезопасности энергетической инфраструктуры и фрактальную стратифицированную модель системы онтологий, методику анализа киберугроз энергетической инфраструктуры, методику моделирования сценариев экстремальных ситуаций в энергетике, вызванной реализацией киберугроз методику оценки рисков нарушения КБ энергетической инфраструктуры.

Разработана архитектура интеллектуальной системы анализа угроз и оценки рисков нарушения КБ энергетической инфраструктуры, реализующая собственный методический подход, построенный на интеграции экспертной системы, Байесовских сетей доверия и компонент визуальной оценки рисков. Разработана технология анализа киберугроз и оценки рисков с использованием предложенного методического подхода и интеллектуальной системы. Предложенный методический подход позволяет разработать классификацию активов и объектов энергетической инфраструктуры для оценки потенциальных уязвимостей – с точки зрения значимости объектов и уровня их защиты.

В [50, 51] для выявления возможных нарушений функционирования ЭЭС в условиях кибератак выполнен анализ рисков нарушения кибербезопасности ИКП и их влияния на функции управления и связанные с ними последствия для физической подсистемы ЭЭС.

Рассмотрена информационно-коммуникационная инфраструктура ЭЭС и проанализированы свойства кибербезопасности SCADA, WAMS, являющихся частью инфраструктуры. Разработан алгоритм оценки рисков управления при кибератаках на системы SCADA и WAMS. В качестве активов рассмотрены системы SCADA и WAMS, в качестве нанесенного ущерба – потери управления, влекущей за собой нарушение функционирования ЭЭС.

Алгоритм состоит из двух этапов: на первом этапе выполняется оценка рисков управления при каждой реализованной киберугрозе; на втором – определение результирующей оценки риска.

Для оценки рисков управления ЭЭС предложена иерархическая нечеткая система, в которой заложены четыре системы нечеткого логического

вывода. Такие факторы, как возможности, намерения и цели противника использованы для оценки вероятности инициирования угрозы. Сочетания факторов, таких как возможности противника и уязвимости ИКП использованы для оценки вероятности события угрозы как результат неблагоприятного воздействия. Комбинация этих вероятностей была использована для определения полной вероятности реализации угрозы. Сочетания вероятности реализации угроз и уровней воздействий (последствий) на системы SCADA и WAMS определяют оценку риска управления ЭЭС.

Обеспечение работоспособности комплексов противоаварийной автоматики и релейной защиты в условиях кибератак. Актуальной задачей при функционировании ЭЭС в условиях кибератак является обеспечение кибербезопасности систем автоматического управления, таких как устройства релейной защиты (РЗ), устройства режимной и противоаварийной автоматики (РА и ПА), системы АСУ ТП. При решении этой задачи в работах ИСЭМ СО РАН [52–55] были рассмотрены не только проблемы хакерских атак, но и весь комплекс проблем адекватного функционирования кибернетических систем в электроэнергетике.

Ключевыми элементами систем РЗ и ПА, как отмечается в [29], на основных объектах – цифровых подстанциях, которые могут быть подвержены кибератакам с тяжелыми последствиями, являются коммуникационные сети, шины процессов и шины объектов, цифровые устройства РЗ, ПА, мониторинга и управления, внешние цифровые каналы. Предлагается выделять критические функции защит и автоматики и дублировать их не на цифровой базе в качестве «последнего эшелона» защиты, тем самым исключая саму возможность кибератак на них [53, 54]. Остальные системы РЗ и ПА должны иметь возможность работы не только в интегрированных цифровых информационных системах, но и в автономном изолированном режиме на период кибератаки или ее угрозы, а также в период восстановления ЭЭС. Это предложение о «последнем эшелоне» практически соответствует рассматриваемой в [34] концепции «контролируемой деградации».

В [53, 54] предложено создать на энергообъектах имитационную подсистему, которая в автоматическом режиме на основе информации с регистраторов аварийных событий (РАС), телемеханики и других источников будет имитировать работу устройств автоматического управления, верифицируя адекватность их работы. Учитывая, что аппаратно-программная основа такой имитационной подсистемы будет отличаться от аппаратно-программной основы реализации устройств РЗ и ПА, то в случае

кибератак будет наблюдаться различное поведение реальных и имитирующих подсистем, что позволит идентифицировать кибератаки, а также выявлять потенциальные ошибки алгоритмов программного обеспечения.

Фактор потенциальных ошибок алгоритмов, реализованных в виде программного обеспечения цифровых средств РЗ и ПА, имеет серьезное значение и формирует внутренние для информационно-коммуникационной подсистемы киберугрозы. В [21] эта проблема показана на примерах крупных системных аварий каскадного характера в последние годы в ЕЭС России. Анализ системных аварий 22.08.2016 г. [55] и 27.06.2017 г. [7] свидетельствует о том, что несовершенство алгоритмов систем управления увеличивает масштаб последствий, когда локальные аварии переходят в общесистемные.

Заключение

Приведенные в статье примеры реальных ситуаций кибератак на электроэнергетические объекты и системы свидетельствуют об актуальности проблемы кибербезопасности ЭЭС. Проблема киберустойчивости объектов энергетики и ЭЭС в целом является критически важной задачей, которая должна решаться с киберфизических позиций во взаимосвязи физической и информационно-коммуникационной подсистем.

В последние годы активно ведутся исследования в области кибербезопасности ЭЭС. Анализ состояния исследований свидетельствует об активном интересе к этой проблеме и демонстрирует существенные результаты в части выявления уязвимых мест информационно-коммуникационной подсистемы ЭЭС, разработки кибер-физических моделей ЭЭС для исследования последствий кибератак.

В работах ИСЭМ для анализа уязвимостей информационно-коммуникационной подсистемы и снижения степени влияния кибератак на качество управления физической подсистемой ЭЭС используются статистические методы обработки данных. Предлагается применять методы достоверизации информации, поступающей от систем SCADA и СМПР, в том числе вейвлет-метод, выполнять процедуры статического и динамического оценивания состояния ЭЭС. Показано, что эффективность обнаружения кибератак повышается при совместном применении данных от SCADA и СМПР. Также, анализ уязвимостей выполняется построением дерева угроз и атак применительно к объектам электроэнергетики.

Для обоснования мероприятий по противодействию киберугрозам и снижению негативных последствий в результате их возможной реализации применяется риск-ориентированный подход для определения ущербов от последствий реализованных кибератак, разработан алгоритм оценки рисков управления при кибератаках на системы SCADA и СМПР.

Обеспечение кибербезопасности систем автоматического управления, таких как устройства релейной защиты, режимной и противоаварийной автоматики, системы АСУ ТП также является актуальной задачей при функционировании ЭЭС в условиях кибератак. При решении этой задачи в работах ИСЭМ СО РАН рассмотрены не только проблемы хакерских атак, но и весь комплекс проблем адекватного функционирования кибернетических систем в электроэнергетике.

Процесс «цифровизации» энергетических систем, использование интеллектуальных технологий, сложного технического, информационного и коммуникационного оборудования повысили риски в области кибербезопасности ЭЭС и энергетических предприятий. Это указывает на необходимость продолжения в данном направлении разносторонних исследований, рекомендации которых позволят обеспечить необходимый уровень кибербезопасности цифровых интеллектуальных ЭЭС.

Литература

1. Воропай, Н.И. Проблемы развития цифровой энергетики в России / Н.И. Воропай, М.В. Губко, С.П. Ковалев и др. / Проблемы управления. – 2019. – № 1. – С. 2–14.

2. Кощеев, Л.А. Об использовании цифровых технологий в электроэнергетике / Л.А. Кощеев / Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2019. – № 1 (80). – С. 47–56.

3. Jin 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.

4. Khaitan S.K., McCalley J.D. Cyber physical system approach for design of power grids // IEEE PES General Meeting, Vancouver, Canada, July 21 – 25, 2013, 6 p.

5. Воропай, Н.И. Проблемы уязвимости и живучести киберфизических электроэнергетических систем / Н.И. Воропай, И.Н. Колосок, Е.С. Коркина и др. / Энергетическая политика. – 2018. – № 5. – С. 53–61.

6. Папков, Б.В. Киберугрозы и кибератаки в электроэнергетике: учеб. пособие / Б.В. Папков, А.Л. Куликов, В.Л. Осокин – Нижний Новгород: НИУ РАНХиГС, 2017, 80 с.

7. Воропай Н.И., Ефимов Д.Н., Маяков Д.В., Клепиков С.А., Смирнов С.С. Авария в Объединенной энергосистеме Сибири 27 июня 2017 г. // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Вып. 69. Книга 2. Иркутск: ИСЭМ СО РАН. – 2018. – С. 208–218.

8. Joint United States – Canada electric grid security and resilience strategy (https://www.whitehouse.gov/sites/whitehouse.gov/files/images/Joint_US_Canada_Grid_Strategy_06Dec2016.pdf).

9. Доктрина информационной безопасности Российской Федерации (утверждена Указом Президента Российской Федерации от 5 декабря 2016 г. №646 http://kremlin.ru/acts/news/53418).

10. Массель А.Г. Кибератаки как угроза энергетической безопасности России // Труды Международной конференции «Кибербезопасность-2013». Украина, Киев, Институт специальной связи и защиты информации НТУ Украины «КПИ». 2013. №1 (3). С. 49–56.

11. Массель, Л.В. Киберопасность как одна из стратегических угроз энергетической безопасности / Л.В. Массель, Н.И. Воропай, С.М. Сендеров и др. // Вопросы кибербезопасности. № 4 (17). 2016. – С 2–10.

12. T-REC-X.1205 – ITU-T: Overview of cybersecurity [Электронный ресурс]. URL: https://www.itu.int/rec/T-REC-X.1205-200804-I (дата обращения 16.05.2019).

13. ISO/IEC 27032:2012. Information technology. Security techniques. Guidelines for cyber security.

14. Массель, Л.В. Использование современных информационных технологий в Smart Grid как угроза кибербезопасности энергетических систем России / Information technology and security. / Л.В. Массель. – Украина, Киев, Институт специальной связи и защиты информации НТУ Украины «КПИ», №1 (3) 2013. – С. 56-65.

15. https://iot.ru/energetika/kiberbezopasnost-v-energetike-kak-pobedit-nevidimogo-vraga

16. Массель А.Г., Гаськова Д.А. Методы и подходы к обеспечению кибербезопасности объектов цифровой энергетики / Энергетическая политика. – 2018. – №5. – С. 62-72.

17. Некрасов, В. Блэкаут по-киевски: чем чревата кибератака на энергосеть Киева и кто за ней стоит. Економічна правда, 15 червня 2017. Опубликовано 07:20 16 июня 2017 года .

18. Федуненко, Е., Чернышева Е. Кибератаки на ядерные объекты. История вопроса// Газета "Коммерсантъ" №10 от 20.01.2017.

19. Steven Cherry, with Ralph Langner (13 October 2010). "How Stuxnet Is Rewriting the Cyberterrorism Playbook". IEEE Spectrum.

20. U.S.–Canada Power System Outage Task Force, “Final Report on the August 14, 2003 Blackout in the United States and Canada: Causes and Recommendations”, April 2004. online: https://reports.energy.gov/BlackoutFinal-Web.pdf

21. Осак, А.Б. Надежность противоаварийной автоматики и релейной защиты с позиции кибербезопасности / А.Б. Осак, Д.А. Панасецкий, Е.Я. Бузина // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Вып. 69. Книга 2. Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2018. – С. 99–108.

22. Liang G., Zhao J., Luo F., Weller S.R., Dong Z.Y. A review of false data injection attacks against modern power systems // IEEE Trans. on Smart Grid, 2017. – V.8(4), – P. 1630–1638.

23. Holstein D.K., Cease T.W., Seewald M.G. Application and management of cybersecurity measures for protection and control // CIGRE 2016 Session, Paris, France, August 25 – 30, 2016. – 9 p.

24. Srikantha P., Kundur D. A DER attack- mitigation differential game for smart grid security analysis // IEEE Trans. on Smart Grid. – 2016. – V. 7(3) – P. 1476–1485.

25. Гамм, А.З. Статистические методы оценивания состояния электроэнергетических систем / А.З. Гамм. – М.: Наука, 1976. – 220 с.

26. Yamaguchi Y., Ogava A., Takeda A., Iwata S. Cyber security analysis of power networks by hypergraph cut algorithms // IEEE Trans. on Smart Grid. – 2015. – V. 6(5), P. 2189–2199.

27. Хохлов, М.В. Уязвимость оценивания состояния ЭЭС к кибератакам / М.В. Хохлов // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Выпуск 65. Иркутск: ИСЭМ СО РАН. – 2015. – С. 557–566.

28. Хохлов, М.В. Оптимизационные модели недетектируемых и неидентифицируемых FDI-атак / М.В. Хохлов // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Вып. 67. Сыктывкар: Коми республиканская типография. – 2016. – С. 366–376.

29. Xiang Y., Ding Z., Zhang Y., Wang L. System reliability evaluation considering load redistribution attacks // IEEE Trans. on Smart Grid. – 2017. – V.8(2) – P.889–901.

30. Zhang Y., Wang L., Xiang Y., Ten Ch.-W. Power system reliability evaluation with SCADA cybersecurity considerations // IEEE Trans. on Smart Grid, 2015. – V.6(4) – P. 1707–1721.

31. Davis K.R., Davis Ch.M., Zonouz S.A., Bobba R.B., Berdhier R., Garcia L., Sauer P.W. A cyber-physical modeling and assessment framework for power grid infrastructures // IEEE Trans. on Smart Grid. – 2015. – V. 6(5). – P. 2464–2475.

32. Liu R., Vellaithurai C., Biswas S.S., Gamage T.T., Srivastava A.K. Analyzing the cyber-physical impact of cyber events on the power grid // IEEE Trans. on Smart Grid. – 2015. – V. 6(5). – P. 2444–2453.

33. Архангельский О.Д., Волошин А.А., Иванов Ф.А. О киберфизической модели для исследований информационной безопасности в электроэнергетике // https://ennlab.ru/wp-content/uploads/2018/06/Statya-O-kiberfizicheskoy-modeli-dlya-issledovaniy-informatsionnoy-bezopasnosti-v-elektroenergetike.pdf.

34. Назаров, И.Г. Комплекс обеспечения контролируемой деградации системы управления энергообъекта при киберинцидентах / И.Г. Назаров, Д.В. Суслов, М.В. Никандров и др. / Вестник Чувашского университета. – 2018. – № 1. – С. 146–152.

35. Гамм, А.З. Обнаружение грубых ошибок телеизмерений в электроэнергетических системах / А.З. Гамм, И.Н. Колосок. – Новосибирск: Наука, 2000. – 152 с.

36. Kolosok I., Gurina L. Calculation of Cyber Security Index in the Problem of Power System State Estimation Based on SCADA and WAMS Measurements // Proc. of the 9th Intern. Conf. on Critical Information Infrastructures Security CRITIS 2014, Limassol, Cyprus, October 13–15, 2014, Revised Selected Papers. Editors: Panayiotou, C.G., Ellinas, G., Kyriakides, E., Polycarpou, M.M. (Eds.). Security and Cryptology © 2016. pp. 172 – 177.

37. Колосок, И.Н. Определение показателя уязвимости к кибератакам задачи оценивания состояния по данным SCADA и синхронизированным векторным измерениям / И.Н. Колосок, Л.А. Гурина // Электротехника, 2017, № 1, С. 52–59.

38. Богатырев, Л.Л. Математическое моделирование режимов электроэнергетических систем в условиях неопределенности / А.Б. Осак, Д.А. Панасецкий, Е.Я. Бузина. – Улан-Батор: Издательство Типографии МГТУ, 1999. 348 с.

39. Kolosok I.N., Korkina E.S. Decomposition of Power System State Estimation Problem as a Method to Tackle Cyberattacks / The1st IEEE International Conference ICPS-2018,Санкт-Петербург 15-18 мая 2018, SF-004928

40. Колосок, И.Н. Достоверизация данных синхронизированных векторных измерений при кибератаках на СМПР / И.Н. Колосок, Л.А. Гурина // Информационные и математические технологии в науке и управлении. – 2017. – № 1 (5). – С. 19–29.

41. Clements K. A., Krumpholz G.R., Davis P.W. Power System State Estimation with Measurement Deficiency: An Observability/Measurement Placement Algorithm – IEEE Trans. on Power Systems. – July 1983. - Vol. PAS - 102, № 7, P. 2012-2020.

42. Глазунова, А.М. Обнаружение ошибочных данных в измерительной информации методами динамического оценивания состояния при управлении интеллектуальной энергосистемой / А.М. Глазунова, И.Н. Колосок, Е.С. Съемщиков / Электричество, №2, 2017, С.18–27.

43. Воропай Н.И., Колосок И.Н., Коркина Е.С. Проблемы повышения киберустойчивости цифровой подстанции // Релейная защита и автоматизация. 2019. Т. 34. № 1. С. 78–83.

44. Колосок, И.Н. Анализ кибербезопасности цифровой подстанции с позиций киберфизической системы / И.Н. Колосок, Е.С. Коркина // Информационные и математические технологии в науке и управлении, 3 (15), 2019, с.121–131.

45. Haimes Y. Systems-based risk analysis // Global Catastrpphic Risks / Nick Bostrom, Milan M. Cirkovic (ed), Oxford, 2008, pp 146-163.

46. Массель, Л.В. Оценка рисков природных и техногенных угроз устойчивости энергетических, экологических и социальных систем на основе интеллектуальных информационных технологий / Л.В. Массель, Н.П. Комендантова // Информационные и математические технологии в науке и управлении. 2019. № 4 (16). С. 31–45.

47. Массель, А.Г. Кибербезопасность в критических инфраструктурах (на примере энергетики) / А.Г. Массель, Л.В. Массель, Д.А. Гаськова // Безопасные информационные технологии (БИТ-2016) / Сборник трудов Седьмой Всероссийской научно-технической конференции. Под редакцией В.А. Матвеева, 2016. – С. 197–199.

48. Массель, А.Г. Методы и подходы к обеспечению кибербезопасности объектов цифровой энергетики / А.Г. Массель, Д.А. Гаськова / Энергетическая политика. – 2018. – №5. – С. 62–72.

49. Гаськова, Д.А. Технология анализа киберугроз и оценка рисков нарушения кибербезопасности критической инфраструктуры / Д.А. Гаськова, А.Г. Массель // Вопросы кибербезопасности. № 2 (30). 2019. – С. 42–49.

50. Колосок, И.Н. Оценка рисков кибербезопасности информационно-коммуникационной инфраструктуры интеллектуальной энергетической системы / И.Н. Колосок, Л.А. Гурина // Информационные и математические технологии в науке и управлении. 2019. № 2 (14). С. 40–51.

51. Колосок, И.Н. Оценка рисков управления ЭЭС при кибератаках на информационно-коммуникационную инфраструктуру киберфизической системы. / И.Н. Колосок, Л.А. Гурина // «Методические вопросы исследования надежности БСЭ. Проблемы надежности систем энергетики». Ташкент, 2019 – Вып. 70. Методические и практические проблемы надежности систем энергетики. В 2-х книгах. / Книга 1 / отв. ред. Н.И. Воропай. Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2019. – С. 238–247.

52. Осак, А.Б. Влияние кибербезопасности объектов электроэнергетики на надежность функционирования ЭЭС / А.Б. Осак, Д.А. Панасецкий, Е.Я. Бузина / Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Вып. 67. Сыктывкар: Коми республиканская типография. – 2016. – С. 377–385.

53. Осак, А.Б. Обеспечение работоспособности комплексов противоаварийной автоматики и релейной защиты в условиях кибератак / А.Б. Осак, Д.А. Панасецкий, Е.Я. Бузина // Сб. докл. Междунар. конф. «Релейная защита и автоматика энергосистем», Санкт-Петербург. – 2017. – 6 с.

54. Осак, А.Б. Повышение надежности комплексов противоаварийной автоматики и релейной защиты в условиях кибератак / А.Б. Осак, Д.А. Панасецкий, Е.Я. Бузина // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Вып. 68. Иркутск: ИСЭМ СО РАН. – 2017. – С. 274–282.

55. Воропай, Н.И. Анализ системной аварии 2016 года в ЕЭС России, вызванной повреждением оборудования на Рефтинской ГРЭС / Н.И. Воропай, А.Б. Осак, С.С. Смирнов // Электричество. – 2018. – №3. – С. 27–32.

СИСТЕМНОЕ РЕШЕНИЕ КЛЮЧЕВЫХ ПРОБЛЕМ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ ТРЕБУЕТ АКТИВНОГО УЧАСТИЯ ГОСУДАРСТВА

Воротницкий В.Э.,
д.т.н., проф., зам. генерального директора ООО «Энергоэкспертсервис»

1. План ГОЭЛРО – базовая основа ЕЭС России

В декабре 2020 года Россия будет отмечать 100-летие Государственного плана электрификации России (ГОЭЛРО). Системный подход к разработке этого плана и сегодня является образцом государственной политики при создании базовой отрасли и ускоренного развития промышленности и экономики страны в целом. Несмотря на огромные трудности первых лет Советской власти, голод и разруху в стране, ее правительство отчетливо понимало, что без электрификации России невозможно обеспечить ее экономическую безопасность, независимость и обороноспособность. С самого начала план ГОЭЛРО разрабатывался как комплексный Государственный план развития экономики. К разработке были привлечены около 200 лучших специалистов царской России под руководством специально созданной Комиссии (Председатель – Г.М. Кржижановский) и с активной поддержкой Совета народных комиссаров во главе с В.И. Лениным. Именно за его увлеченность и энтузиазм, считая реализацию плана электрификации страны абсолютно невыполнимой в условиях, в которых она находилась в 1918–1920, известный писатель – фантаст Герберт Уэллс назвал Ленина кремлевским мечтателем.

На удивление всему миру, за 15 лет план ГОЭЛРО по основным показателям был не только выполнен, но и перевыполнен. Сегодня известно, какой ценой достигнуто это перевыполнение. На строительстве гидросооружений, электрических станций и сетей, железных дорог, промышленных предприятий в тяжелейших условиях трудились не только вольнонаемные рабочие и крестьяне, но и огромное количество заключенных. Оборудование для станций и заводов приходилось закупать за границей на валюту от продажи культурных ценностей и пшеницы (во время губительного голода во многих районах страны). Проводилась насильственная коллективизация сельского хозяйства, привлекалось большое число иностранных

консультантов [1]. Несмотря на все трудности и жертвы, к 1935 году СССР по производству электроэнергии стал третьим в мире после США и Германии [2]. Была выстроена основа для создания Единой энергетической системы (ЕЭС), которая развивалась в последующие годы с активным участием многих поколений выдающихся отечественных электротехников и энергетиков как единый технологический комплекс с устойчивой и надежной параллельной работой электрических станций и сетей на территории всей страны от Мурманска до Владивостока.

В юбилейный год плана ГОЭЛРО необходимо вспомнить не только победы и достижения, но и тех, кто отдал свои жизни для этой победы.

ЕЭС, как инфраструктурная база энергетической и национальной безопасности, сыграла важнейшую роль в развитии промышленности страны в 20–30-е годы XX века, в победе в Великой Отечественной войне, в восстановлении и развитии экономики СССР в послевоенные годы, в сохранении от развала постсоветской России в кризисные девяностые годы двадцатого столетия.

Построенные в советский период электрические станции и сети и сегодня являются основой электроэнергетики современной России, которая по праву становится частью мировой электроэнергетической системы и развивается с учетом современных вызовов, новых техники и технологий производства, передачи, распределения и потребления электрической энергии.

2. Основные направления развития мировой и отечественной электроэнергетики

В настоящее время мировая электроэнергетика находится на пороге перехода к Четвертой промышленной революции и к шестому технологическому укладу [3], к новым технологиям производства, передачи, распределения и потребления электроэнергии. Этот переход осуществляется на базе трех Д – Декарбонизации, Децентрализации и Диджитализации (цифровизации) с созданием интеллектуальных систем электроснабжения и с активным вовлечением потребителей в управление режимами энергосистем, генерацией и потреблением электроэнергии.

Декарбонизация обусловлена необходимостью снижения отрицательного влияния энергетических объектов на климат и окружающую среду и направлена, в первую очередь, на уменьшение вредных выбросов в атмосферу от сжигания топлива на тепловых электростанциях.

Децентрализация электроэнергетики вызвана объективным стремлением потребителей уменьшить зависимость надежности электроснабжения и тарифов на электроэнергию от ее централизованной передачи по электрическим сетям. Для этого все шире используются распределенная генерация (РГ) и возобновляемые источники энергии (ВИЭ). Мировой рынок РГ растет активными темпами 6–9% в год. Побудительными мотивами к расширению объемов децентрализации производства электроэнергии и распределенной генерации послужили разработки в 1970–1980 гг. XX века в США и Европе новых газотурбинных, газопоршневых и парогазовых технологий. Эти технологии позволили создавать недорогие и эффективные электростанции небольшой мощности – от десятков кВт до десятков МВт, а их применение – в ряде случаев снизить затраты потребителей на оплату электроэнергии и повысить надежность электроснабжения.

В первом десятилетии XXI века активное развитие получили технологии применения ВИЭ, силовой электроники, накопителей электроэнергии. Их внедрение из политической постепенно превращается в технико-экономическую задачу. Стоимость выработки одного кВт·ч электроэнергии на солнечных и ветряных электростанциях в 2009–2017 гг. в мире упала на 67–86%. РГ и ВИЭ стали внедряться у потребителей электроэнергии [4].

Следует заметить, что к ВИЭ кроме солнечных и ветроэлектростанций относятся также:

- гидроэнергетика, включая малые ГЭС,
- геотермальная энергетика,
- энергоисточники, использующие энергию:

– биомассы;

– приливов и отливов, волн и течений и т.п.;

- гибридные, сочетающие в себе несколько типов параллельно работающих ВИЭ.

Опыт внедрения РГ и ВИЭ в различных странах показал, что это внедрение и интеграция с традиционной централизованной, а в настоящее время уже и с частично глобальной энергетикой, дает целый ряд преимуществ и эффектов, в частности:

- обеспечение надежного электроснабжения наиболее ответственных потребителей;
- снятие ограничений на подключение к электросетям новых потребителей и увеличение мощности присоединенной нагрузки;

- снижение затрат на передачу электроэнергии по магистральным и распределенным электрическим сетям за счет оптимизации потоков активной мощности и приближения генерации к местам потребления;
- повышение эффекта от оптимизации потоков реактивной мощности в электрических сетях;
- обеспечение нормативных уровней напряжения в узлах электросетей в послеаварийных режимах;
- отсрочка реконструкции электросетевых объектов за счет снижения перегрузок силовых трансформаторов и линий электропередач за счет выработки мощности в распределительных сетях;
- расширение возможностей интеграции разнородных источников централизованной генерации, ВИЭ и «активных потребителей»;
- повышение эффективности управления электропотреблением и выравниванием формы графиков нагрузки линий и силовых трансформаторов [4].

Одновременно с перечисленными преимуществами и эффектами, при расширении объемов внедрения РГ и ВИЭ приходится решать множество проблем, к главным из которых относятся [5]:

- рост уровней колебания напряжения в узлах сети и в точках поставки электроэнергии потребителям;
- увеличение реверсивных перетоков мощности в электрических сетях низкого и среднего напряжения, из-за которых могут существенно вырасти потери мощности и электроэнергии в этих сетях;
- необходимость изменения структуры, уставок и алгоритмов работы систем релейной защиты и автоматики в сетях низкого и среднего напряжения, рост уровней токов короткого замыкания в этих сетях;
- необходимость обеспечения запасов устойчивости энергосистемы при отключении больших объемов мощности РГ и ВИЭ;
- необходимость дополнительных мер по обеспечению электробезопасности обслуживания электрических сетей при наличии РГ и ВИЭ у потребителей, синхронной работы энергосистем, РГ и ВИЭ.

Широкое внедрение РГ и особенно ВИЭ создает серьезные проблемы прогнозирования производства и потребления мощности и электроэнергии на электроэнергетических рынках – растут погрешности такого прогноза при применении традиционных методик. В результате наблюдается постепенный отход от проектирования сети по ее номинальной пропускной способности и детерминированной исходной информации к вероятностным

статистическим методам и подходам, к применению методов искусственного интеллекта при проектировании развития сетей и к оперативному управлению их режимами. Проблемы с прогнозированием приводят к росту локальных небалансов мощности и электроэнергии, в частности, к необходимости держать избыточные мощности для покрытия дефицита из-за невозможности их покрытия возобновляемыми источниками энергии. Из-за колебаний климатических условий в последние годы, выработка электроэнергии ВИЭ отличается все большей нестабильностью.

Решение перечисленных и многих других проблем, связанных с необходимостью обеспечения современных требований к надежности, качеству и экономичности электроснабжения потребителей в новых условиях, потребовало разработки и создания новой концепции развития энергетики, управления режимами энергосистем и сетей. При этом рассматривались различные варианты выхода из складывающейся ситуации. В результате глубокого и всестороннего анализа, проведенного в США, Китае, ЕС, России и других странах был выбран инновационный путь развития, основанный на интеллектуализации энергетики, в том числе, на создании интеллектуальных энергетических систем и электрических сетей (Smart Grid), а в последние годы – на применении цифровых технологий (цифровизации) в энергетике. Эти термины по ряду причин до сих пор не получили единого определения [6].

В России уже в 2012 году были разработаны и приняты к исполнению Основные положения концепции интеллектуальной энергосистемы с активно-адаптивной сетью (ИЭС ААС) [7].

Концепция ИЭС ААС была дополнена и конкретизирована в Политике инновационного развития, энергосбережения и повышения энергетической эффективности ОАО «Россети» (далее Политика), утвержденной Советом директоров компании в апреле 2014 г.

Во исполнение и развитие Политики в 2016 году утверждена Программа инновационного развития ПАО «Россети» на период 2016–2020 гг. с перспективой до 2025 г. (утв. решением Совета директоров от 30.12.2016 №250). В этой Программе электрическая сеть нового технологического уклада характеризуется следующими основными свойствами:

1) автоматическое, распределенное управление электросетью;

2) самодиагностика в режиме реального времени параметров и режимов работы энергосистемы, отдельных объектов и единиц оборудования с целью повышения системной и потребительской надежности, снижения операционных издержек и т.д.;

3) гибкая автоматическая реконфигурация сети с учетом изменения ее параметров и топологии (в том числе предотвращение аварий, самовосстановление сети после аварий);

4) предоставление различным категориям потребителей специализированных услуг и сервисов (диверсифицированных по времени, объемам, качеству и цене поставок электроэнергии, регулирование спроса и генерации, зарядка электромобилей и др.).

Определены следующие основные цели и задачи Программы инновационного развития:

- достижение среднемировых показателей надежности, безопасности, качества, эффективности и доступности энергоснабжения потребителей за счет внедрения новой техники и технологий;
- повышение клиентоориентированности ПАО «Россети» за счет совершенствования существующих и создания новых, в том числе высокотехнологичных сервисов;
- повышение эффективности операционной и инвестиционной деятельности Общества и его ДЗО на новой технологической и методологической базе;
- создание условий для развития перспективных научных исследований, технологических работ и передовых производств для нужд Общества;
- снижение негативного влияния объектов электросетевого комплекса на окружающую среду;
- разработка, апробация и обеспечение условий серийного внедрения инновационного оборудования и технологий с учетом факторов комплексной эффективности и на основе принципов управления жизненным циклом объектов и систем;
- совершенствование взаимодействия с субъектами малого и среднего предпринимательства, вузами, научно-исследовательскими организациями, ведущими отечественными и зарубежными производителями оборудования и т.д.;
- совершенствование системы управления инновационной деятельностью, в том числе создание Фонда поддержки научной, научно-технической, инновационной деятельности, участие в отраслевом Фонде электроэнергетики и формирование системы управления интеллектуальной собственностью;
- формирование кадрового потенциала с перспективными компетенциями для обеспечения задач инновационного развития Общества и его ДЗО.

В Программе инновационного развития введен термин «оцифровка», который распространен не только на бизнес-процессы и процессы управления, но и на технологию и определен следующим образом:

«Оцифровка процессов управления и технологических процессов – переход от аналогового к цифровому принципу управления автоматики, релейной защиты и противоаварийной автоматики, автоматизированной системы управления технологическими процессами, учета электроэнергии и связи (применение цифровых измерительных трансформаторов, векторных регистраторов режима, оборудования цифровых сетей, переход к цифровой подстанции и т.п.); переход на цифровое моделирование и проектирование, цифровизацию управления производственными активами, внедрение цифровых систем наблюдения технологических процессов в электрических сетях и на подстанциях.»

Таким образом, основы применения цифровых технологий (в современном их понимании) в электрических сетях России были сформулированы в отраслевых нормативных документах уже в 2012–2014 гг. Интеллектуализация и широкая автоматизация систем управления на основе применения вычислительной техники в отечественной электроэнергетике была начата в СССР значительно раньше – в начале семидесятых годов прошлого столетия при создании ИОАСУ Энергия.

Существенным стимулом в последние годы к активизации работ по цифровой трансформации энергетики, в том числе электрических сетей, послужило утверждение распоряжением Правительством РФ от 27 июля 2017 г. №1632-р Программы «Цифровая экономика Российской Федерации». Во исполнение этой программы Министерством энергетики России сформирован ведомственный проект «Цифровая энергетика» [8]. Одним из активных участников этого проекта и инновационного развития электросетевого комплекса, как инфраструктурной основы электроэнергетики, является ПАО «Россети», которым за последние годы разработаны и утверждены:

- Концепция «Цифровая трансформация 2030» (2018 г.) [9];
- Положение ПАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе (новая редакция), (утв. Советом директоров ПАО»Россети», протокол от 08.11.2019 №378) (далее Единая техническая политика).

Перечисленные документы периодически уточняются с учетом опыта их внедрения и дополняются новыми. С вводом их в действие значительно активизировались работы электросетевых компаний и бизнеса для эффективного решения задач Единой технической политики. Эти задачи

должны решаться комплексно с учетом их взаимного влияния, анализа передового отечественного и зарубежного опыта. Необходимость такого подхода все отчетливей подтверждается на ежегодных отраслевых выставках техники и технологий для электроэнергетики и электрических сетей, где экспонируется все большее количество не уступающих передовым зарубежным аналогам: цифровых измерительных приборов; интеллектуальных коммутационных аппаратов, средств и систем диагностики, приборов и систем учета электроэнергии; программно-аппаратных комплексов, построенных на международных стандартах информационного обмена данными и многое другое.

Ведутся работы по совершенствованию и применению методов искусственного интеллекта для уточнения прогнозов электропотребления и нагрузок в узлах электрических сетей, для анализа аварийных ситуаций в реальном масштабе времени и выдачи рекомендаций диспетчеру сетей в режиме «советчика» по оптимальной ликвидации аварий.

Появились опытно-промышленные образцы систем и приборов, в том числе беспилотных летательных аппаратов, промышленных роботов, для оперативного мониторинга технического состояния и выявления дефектов оборудования подстанций и линий электропередачи.

Утверждены отраслевые стандарты ПАО «Россети»: СТО 34.01-21-004-2019. «Цифровой питающий центр», СТО 34.01-21-005-2019 «Цифровая электрическая сеть. Требования к проектированию цифровых распределительных электрических сетей 0,4–2 кВ ». Планируется разработка серии других стандартов с их адаптацией при необходимости к международным стандартам.

На десятках объектов ПАО «Россети» ведутся работы по созданию и внедрению пилотных проектов «Цифровая подстанция», «Цифровой РЭС». Развиваются проекты «Цифровой электромонтер», «Цифровой контролер» и т.п.

Начаты работы по созданию систем обеспечения информационной безопасности электросетевых компаний, по устранению наиболее вероятных потенциальных угроз кибербезопасности автоматизированных систем технологического управления (АСТУ).

Основное внимание структурных подразделений ПАО «Россети» и разработчиков программного обеспечения для электрических сетей сосредоточено на создании единой базы данных об электрической сети, а также единой модели сети, интегрированных с различными технологическими

приложениями, бизнес-приложениями и с соответствующими программными подсистемами электросетевых компаний. Такая единая база данных и модель сети на западе получила название «цифровой двойник электрической сети» и уже нашла применение в ряде стран [10]. К сожалению, многие из перечисленных разработок проводятся без должной координации, что ведет к их значительному дублированию и излишним затратам.

Инновационное развитие электроэнергетики России на долгосрочный период закреплено в «Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 года» [11] (далее – Стратегия), разработанной в соответствии с Федеральным законом «О стратегическом планировании в Российской Федерации» [12], рядом других нормативных документов и правил. Стратегия определяет цели, ориентиры, приоритеты и направления развития, которые должны конкретизироваться в генеральных схемах развития и инвестиционных программах. Реализация Стратегии разделена на два этапа: до 2024 года и на период 2025–2035 годы и включает в себя четыре направления: эффективное обеспечение потребностей социально-экономического развития России соответствующими объемами производства и экспорта продукции и услуг ТЭК; пространственное и региональное развитие энергетики; достижение технологической независимости ТЭК и повышение его конкурентоспособности; совершенствование государственного управления и развитие международных отношений. По каждому из этих направлений перечислены задачи, требующие решения для преодоления основных проблем и факторов риска, к которым отнесены:

- критическая зависимость от импорта технологий, оборудования, материалов, услуг и программного обеспечения по ряду наиболее перспективных направлений развития электроэнергетики;
- дефицит инвестиционных ресурсов, в том числе вследствие сдерживания роста тарифов в сфере электроэнергетики, ограничения возможности привлечения долгосрочного финансирования со стороны иностранных инвесторов и слабого развития венчурного кредитования;
- сохранение в электроэнергетике наряду с рыночными отношениями нерыночных отношений и обременений в сфере конечного потребления продукции и услуг в том числе наличие перекрестного субсидирования;
- диспропорция между заявляемыми характеристиками электропотребления при технологическом присоединении и их последующими фактическими значениями;

- низкая платежная дисциплина потребителей на розничном рынке электрической энергии;
- несовершенство действующей модели отношений и ценообразования в сфере энергоснабжения и теплоснабжения и недостаток конкуренции на рынках электрической энергии и мощности;
- сохранение перекрестного субсидирования, снижающее эффективность централизованной системы энергоснабжения;
- недостаточный уровень автоматизации технологических процессов и повышение уязвимости объектов, связанное с усложнением систем и алгоритмов управления этими объектами.

В целом, с учетом выше отмеченного можно констатировать, что российская электроэнергетика находится в общемировом тренде применения современных и перспективных техники и технологий. в первую очередь, цифровых, для совершенствования и развития систем управления в отрасли. К сожалению, пока этот тренд ограничивается лишь отдельными пилотными проектами, требующими тщательной технико- экономической оценки результатов их внедрения. Формирование на их основе комплексных проектов и программ пока практически отсутствует, так же, как и реализация таких проектов. По существу, отечественная электроэнергетика, пережившая либеральную реформу, не решила не только перечисленные в Стратегии основные проблемы, но и целый ряд других, рассмотренных ниже, которые сдерживают ее дальнейшее инновационное функционирование и развитие.

3. Ключевые проблемы современной отечественной электроэнергетики

Постановление Правительства РФ от 11 июня 2001 г. № 526 «О реформировании электроэнергетики Российской Федерации», Федеральный закон Российской Федерации от 26 марта 2003 г. №35-ФЗ «Об электроэнергетике» и Федеральный закон от 26 марта 2003 г. №36-ФЗ «Об особенностях функционирования электроэнергетики в переходный период…», фактически ликвидировали главное преимущество ЕЭС СССР путем отделения функций естественных монополий от так называемых конкурентных функций. К естественным монопольным видам деятельности были отнесены передача и распределение электроэнергии и функции Системного оператора, к конкурентным – производство (генерация) электроэнергии, сбыт, ремонтные и сервисные функции.

В результате созданный всей страной единый электроэнергетический комплекс превратился в тысячи технологических не связанных между собой бизнес-единиц и процессов, компаний и организаций, малых, средних и крупных предприятий. Большинство из них оказались в частных руках. Все они были наделены самостоятельными, часто противоречивыми целями и задачами получения прибыли в условиях так называемого рынка электроэнергии.

Практика со всей очевидностью показала, что ни одна из целей, поставленных реформой электроэнергетики, не достигнута. Более того, количество проблем ее функционирования и развития не только не снижается, но все более увеличивается.

Основные проблемы функционирования

- Снижение эффективности управления отраслью, координирующей роли государства в управлении развитием электроэнергетики, в создании и совершенствовании нормативной базы этого развития.
- Высокий и постоянно растущий моральный и физический износ, недостаточная эффективность использования основного оборудования электрических станций, электрических и тепловых сетей.
- Неоптимальная структура генерирующих мощностей, возникшая из-за недостатка пиковых и полупиковых маневренных электростанций, что негативно сказывается на эффективности работы АЭС, расположенных в Европейской части страны.
- Продолжающееся отставание в создании и применении современных парогазовых и экологически чистых угольных технологий на ТЭС, отставание в создании и применении современных технологий в электросетевом комплексе, систем учета энергоресурсов.
- Низкое качество прогнозов, проектов и схем развития электроэнергетики на среднесрочную и долгосрочную перспективу, отсутствие четких, понятных и обоснованных целей, критериев, моделей и задач развития как по стране в целом так и по ее регионам в особенности.
- Снижение роли науки и формальное участие экспертного сообщества и специалистов в вопросах стратегии развития электроэнергетики, рост влияния административных, лоббистских и политических решений этих вопросов.
- Ликвидация центров ответственности в субъектах РФ, федеральных округах и стране в целом за надежное, качественное и экономическое

электро- и теплоснабжение потребителей. Задачи электро- и теплоснабжения заменены на платные услуги по передаче электрической и тепловой энергии. «Гарантирующими поставщиками» электроэнергии назначены энергосбытовые, а не электросетевые организации, что существенно размывает и снижает ответственность за качество и надежность электроснабжения потребителей.

• Необоснованное сокращение и ликвидация специализированных ремонтных и строительных подразделений – их деятельность выделена в отдельный бизнес на конкурсной основе. В результате в ряде случаев повысилась стоимость ремонтов и строительства с одновременным снижением их качества.

• Неэффективность и значительная коррупционная составляющая системы конкурсных закупок продукции и услуг, которая стимулирует осуществление этих закупок по минимальным ценам, часто с низким качеством, и блокирует использование более дорогих инновационных и технологических решений, применение высокотехнологичного и энергосберегающего оборудования.

• Отсутствие эффективной системы стимулирования в отрасли по внедрению новой, энергосберегающей техники и технологий, и, как следствие, низкая энергетическая эффективность отрасли и страны в целом, отставание ее технологического развития от промышленно развитых стран по экспертным оценкам на 20–25 лет.

• Рост издержек на производство и распределение электроэнергии, сложность и непрозрачность тарифной политики и ценообразования в отрасли и стране в целом, неуклонный и необоснованный рост тарифов на энергоресурсы, несмотря на активные усилия Правительства РФ по административному его сдерживанию. Уже в настоящее время тарифы на электроэнергию для промышленности России сравнялись с тарифами в странах Западной Европы по паритету покупательной способности. По многочисленным экспертным оценкам тарифы на энергоресурсы в стране завышены в среднем не менее чем на 30 процентов.

• Систематическое недофинансирование и сокращение отраслевых научных и проектных организаций, вузовской науки, системы высшего технического образования и повышения квалификации персонала с соответствующим снижением качества научных исследований, проектов развития электроэнергетики, качества обучения, ликвидацией научных школ [13].

• В электроэнергетике России фактически существует две параллельные системы оперативно-диспетчерского управления: одна в подчинении Системного оператора, вторая – в электросетевом комплексе в виде центров управления сетями. При этом в отличие от ЦДУ ЕЭС СССР, Системный оператор не отвечает за оптимизацию режимов работы в магистральных электрических сетях страны по реактивной мощности и уровням напряжения, что приводит к росту потерь в этих сетях, снижению их пропускной способности и надежности работы. Увеличилось число системных аварий, которые ежегодно возникают в отдельных регионах страны и уже перешли ее границы [14, 15]. О многих из аварий и их причинах можно узнать только из средств массовой информации или из Интернета. Ранее каждую из таких аварий (а их были единицы) в силу их чрезвычайности подробнейшим образом анализировали в Союзтехэнерго (позднее ОРГРЭС) с выпуском специальных бюллетеней и разработкой рекомендаций по предотвращению в будущем. Сегодня такой анализ практически не проводится.

• Относительные потери электроэнергии в электрических сетях России в 2–2,5 раза выше, чем в электрических сетях промышленно развитых стран. В некоторых отечественных электросетевых компаниях потери доходят до 20–40 процентов от отпуска электроэнергии в сеть, т.е. до уровня потерь в сетях отдельных африканских стран [16]. По укрупненным экспертным оценкам, потенциал снижения потерь электроэнергии в сетях России находится в пределах 15–25 млрд кВт·ч. в год. Наличие такого потенциала обусловлено: повышенным физическим и моральным износом электросетевого оборудования; низким уровнем компенсации реактивной мощности в электрических сетях и у потребителей; неоптимальными режимами работы электросетей, высоким уровнем бездоговорного и безучетного потребления и погрешностями системы учета электроэнергии; недостаточным уровнем взаимодействия (а часто противостоянием) электросетевых и энергосбытовых компаний и т.п.

• Сравнительно низкое качество электроэнергии, не соответствующее в полной мере нормативам в узлах присоединения потребителей практически по всем показателям, которое влечет за собой значительный экономический ущерб, пока не поддающийся достоверной количественной оценке [17].

• В стране отсутствует единая техническая политика по нормативно-техническому обеспечению электроэнергетики. Федеральный закон № 184-ФЗ «О техническом регулировании» фактически отменил обяза-

тельность действующих стандартов, что наносит прямой ущерб надежности, качеству и экономичности электроснабжения потребителей и национальной энергетической безопасности страны в целом. Вступление в силу в 2015 году Федерального закона № 162-ФЗ «О стандартизации в РФ» не позволяет в полной мере сформировать целостную систему нормативно-технического регулирования, достаточную для решения задач надежного функционирования энергосистем. У Минэнерго России отсутствуют необходимые полномочия для эффективного исполнения основных положений этого закона. В результате непродуманных и непоследовательных действий, существовавшая в СССР стройная система нормативно-технического обеспечения электроэнергетики практически разрушена.

Одной из причин наличия перечисленных проблем является утверждение 26.03.2003 года Президентом РФ Федерального закона № 35-ФЗ «Об электроэнергетике». В этом законе дано следующее определение электроэнергетики. Это «… **отрасль экономики** Российской Федерации, включающая в себя **комплекс экономических** отношений, возникающих в процессе производства … передачи электрической энергии, оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, сбыта и потребления электрической энергии…» (конец цитаты). Согласно этому определению, электроэнергетика – не часть сложнейшего научно-технологического топливно-энергетического комплекса, а всего лишь отрасль экономики. Она включает в себя только комплекс экономических отношений, а не сложный технологический и научно-технический комплекс. Из этого определения и следуют полное пренебрежение нормативно-техническим обеспечением отрасли, оптимальным ее развитием, а также все вышеназванные и неназванные проблемы.

4. Предложения по решению проблем электроэнергетики

Одна из главных причин нарастающего количества этих проблем состоит в отсутствии должной координации деятельности субъектов электроэнергетики со стороны государства, в снижении качества работ по разработке и обоснованию стратегии развития электроэнергетики России и ее режимов на среднесрочную и долгосрочную перспективу, а также в уверенности руководителей отрасли, что рынок электроэнергии и конкуренция сами все отрегулируют и лучшее само пробьет себе дорогу.

Опыт промышленно развитых стран с реально действующими конкурентными рынками продукции и услуг показывает, что роль государства в создании коммерческих и технологических правил этих рынков, в отраслевой стратегии развития, в стандартизации деятельности субъектов рынка является, как правило, определяющей, и не только не уменьшается, а наоборот повышается. Особенно яркое тому подтверждение демонстрирует Китай, экономика которого в последние 20 лет стала второй в мире. Важная роль при этом принадлежит стандартам и правилам, которые должны иметь статус обязательных, а не рекомендательных. К их разработке должны привлекаться высококвалифицированные компетентные специалисты и эксперты с выделением достаточного финансирования и времени на разработку, согласование, апробацию и внедрение. Развитие отрасли с использованием инновационного оборудования и средств управления вызывают необходимость решения давно назревшей актуализации и утверждения с учетом современных требований новых Правил устройства электроустановок, Правил технической эксплуатации электрических сетей и станций, Правил пользования тепловой и электрической энергии, Правил коммерческого учета тепловой и электрической энергии. Эти Правила, так же, как и стандарты должны быть обязательными для исполнения.

В последнее время в экспертной среде и среди специалистов высказывается мнение, что для решения перечисленных и многих других проблем было бы целесообразным рассмотреть вопрос о разделении Министерства энергетики России на два: Министерство топливно-энергетических ресурсов (Минтопэнерго) и Министерство электроэнергетики и электрификации (Минэлектроэнергетики) России. Прецедент в стране был создан несколько лет назад, когда Министерство образования и науки России разделили на два – Министерство образования и Министерство высшего образования и науки.

Минтопэнерго России должно отвечать за развитие и эффективность добывающей, перерабатывающей и транспортной инфраструктуры угольной и нефтегазовой отраслей, за эффективность внутренних и внешних рынков топливно-энергетических ресурсов России. Это та область деятельности, которой фактически на 90% занимается сегодняшнее Минэнерго России.

Минэлектроэнергетики России должно отвечать: за бесперебойность, качество и эффективность электро- и теплоснабжения потребителей,

за надежность, устойчивость и оптимальные режимы работы Единой электроэнергетической системы России; за инновационное развитие электроэнергетики страны; за ее конкурентоспособность на мировых электроэнергетических рынках; за инвестиционную привлекательность. При этом министерство должно стать не очередной чиновничьей структурой по бумажному контролю деятельности подведомственных организаций, а штабом по эффективному управлению отраслью. Таким штабом должны руководить грамотные, талантливые инженеры-энергетики, имеющие большой, положительный, практический опыт работы в отрасли.

В существующих условиях и при наметившихся тенденциях сокращения расходов на госаппарат, создание дополнительного министерства, несмотря на его целесообразность, может оказаться весьма проблематичным. В этом случае требуется существенное усиление деятельности Минэнерго России с созданием соответствующих структурных подразделений и их наделением необходимыми полномочиями по неформальному и квалифицированному управлению электроэнергетикой.

К основным направлениям деятельности нового министерства или новых подразделений Минэнерго России следовало бы отнести следующие.

1. Создание отраслевой сети строительно-монтажных и наладочных организаций для нового строительства, комплексной модернизации объектов электроэнергетики и систем теплоснабжения и управление их деятельностью на территории России с учетом развития децентрализованной генерации и возобновляемых источников энергии.

2. Восстановление интегрированной системы управления электроэнергетикой в стране в целом и ее регионах с возложением на региональные структурные подразделения ответственности в границах субъектов РФ за гарантированную поставку энергоресурсов, обеспечение надежности, качества и экономичности электроснабжения и теплоснабжения потребителей, за техническое обслуживание и ремонт оборудования, ремонт энергетических зданий и сооружений.

3. Создание и координация деятельности отраслевых всероссийских научно-проектных центров, отвечающих за разработку оптимальной стратегии развития отрасли, за создание и совершенствование отечественных современных техники и технологий производства, передачи, распределения и потребления электрической и тепловой энергии, интеллектуальных автоматизированных систем управления и учета энергоресурсов.

4. Формирование централизованного отраслевого фонда финансирования (с объемом не менее 3–5% от ВВП отрасли) научных исследований по стратегии, перспективному планированию развития и оптимальному функционированию электроэнергетики. Утверждение порядка этого финансирования и контроля его эффективности.

5. Обеспечение взаимодействия и координации работ по организации конкурсов по финансированию НИОКР, пилотных проектов по новой технике и технологиям в электроэнергетике, отраслях промышленности, отраслевой, вузовской и фундаментальной науке, основанных на принципах [18]:

- перехода от модели «распределителя бюджетных/внебюджетных средств» к модели «квалифицированного заказчика»;
- обязательности квалифицированной независимости и оплачиваемой экспертизы как заявок на выполнение работ, так и их результатов;
- отказа от формальных конкурсных процедур (по стоимости выполнения, по заранее оговоренным ТЗ и т.п.), приоритета компетентности и опыта предполагаемых исполнителей, коллектива исследователей и их руководителей;
- приоритета при конкурсном отборе исполнителей НИОКР и пилотных проектов членам консорциума ведущих отраслевых научно-исследовательских и проектных центров и институтов.

6. Совершенствование разработки, утверждения, практической реализации и актуализации пятилетних Схем развития магистральных (по энергообъединениям) и распределительных электрических сетей (по субъектам и районам электросетей). Актуализация и утверждение современных требований к разработке таких схем. Основными из них должны быть требования: взаимной увязки схем развития электрических и тепловых сетей; достоверный учет развития экономики и промышленности субъектов и регионов РФ, программ энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

7. Снятие законодательного запрета с электросетевых компаний иметь на своем балансе электростанции распределенной генерации и ВИЭ, а также функции купли-продажи электроэнергии в случаях, когда энергосбытовые компании не справляются с этими функциями. Внесение соответствующих поправок в ФЗ «Об электроэнергетике».

8. Внесение поправок в ФЗ «Об электроэнергетике», в первую очередь, нового определения электроэнергетики как сложного технологического и научно-технического комплекса, являющегося базовой отраслью реальной экономики России, обеспечивающей энергетическую, экономическую, национальную, экологическую безопасность страны, надежное и экономичное электро- и теплоснабжение ее населения.

9. Разработка и утверждение программы нормативно-технического обеспечения отрасли, в том числе, целого ряда первоочередных нормативных документов:

- Федерального Закона «Об электроснабжении»;
- правил интеллектуального коммерческого учета на розничном рынке электрической и тепловой энергии (мощности);
- порядка предоставления возможности ТЭЦ (не зависимо от их установленной мощности) поставлять электроэнергию и мощность как на оптовый, так и на розничный рынок;
- положения об активном потребителе электроэнергии на розничном рынке электрической и тепловой энергии (мощности);
- шкалы скидок и надбавок к тарифам на электроэнергию за выполнение нормативов компенсации реактивной мощности и качества электроэнергии и ряда других.

10. Утверждение нормативов затрат на все виды энергетического бизнеса: на проектные, строительные, ремонтные работы и услуги по присоединению потребителей к электрическим и тепловым сетям; на оплату труда от рядовых сотрудников до топ-менеджеров энергокомпаний; на премирование персонала за результаты труда.

11. Создание системы налоговых льгот, уменьшение кредитных ставок для предприятий и организаций, выпускающих и внедряющих новую и энергосберегающую технику и технологии.

Заключение

1. Сегодняшняя структура и система управления отечественной электроэнергетикой не соответствует современным вызовам и требует совершенствования, в первую очередь, в направлении более активного и эффективного участия государства в ее функционировании и развитии. Чем дальше будет переноситься это совершенствование, тем больше проблем в отрасли будет накапливаться, тем дороже будут затраты на их ликвидацию, тем сложнее будут решаться и вопросы развития экономики страны в целом.

2. Как показывает анализ, проблемы современной отечественной электроэнергетики носят комплексный, системный характер, поэтому такими же системными должны быть подходы к их решению. Основное внимание должно быть уделено совершенствованию и инновационному развитию электроэнергетики и ее управления. Главные цели такого развития: недискриминационное удовлетворение спроса отечественных потребителей на электрическую и тепловую энергию; обеспечение их надежного и качественного и экономичного энергоснабжения; оптимизация тарифов на энергоресурсы; преодоление негативных последствий структурных реформ электроэнергетики.

3. Для комплексного решения этих проблем с учетом современных тенденций развития энергетики в мире, в публикациях ведущих ученых и специалистов, на различных форумах и конференциях все чаще высказываются мнения о необходимости разработки нового Государственного плана электрификации России (ГОЭЛРО 2). Такой план действительно нужен. Он должен стать частью системы стратегического планирования и управления экономики новой России, предусматривающей сочетание частной инициативы и рыночных механизмов, с одной стороны, и государственной поддержки осуществления совместно выстраиваемых планов развития, с другой стороны. Такой план должен создаваться на основе частно-государственного партнерства и предусматривать взаимную ответственность органов государственного управления, компаний с государственным участием, проектных, научно-исследовательских организаций и частных предприятий за достижение совместно устанавливаемых целей. При этом предприниматели могли бы брать на себя обязательства по наращиванию, модернизации и развитию производства продукции, а государство – по обеспечению стабильных и благоприятных условий ведения

бизнеса, включая предоставление взаимовыгодных долгосрочных кредитов на финансирование инвестиций для выполнения совместно разработанных планов [19].

Этот план должен быть обеспечен финансовыми и материальными ресурсами со строжайшим контролем их расходования и выполнения поставленных задач и сроков. Образец такого плана, разработанный отечественными специалистами высочайшей квалификации, был создан 100 лет назад в нашей стране и был успешно выполнен и перевыполнен. Сегодня такие специалисты в России пока также имеются. При активной поддержке государства они вполне бы справились с разработкой и реализацией ГОЭЛРО 2, как практической основы для решения задач, поставленных в Энергетической стратегии РФ и программах социально – экономического развития страны в целом на период до 2035 года.

Литература

1. Гвоздецкий, В. План ГОЭЛРО: мифы и реальность / В. Гвоздецкий // Наука и жизнь. – 2001. – №5. – С. 102–109.

2. Электрификация России: воспоминания старейших энергетиков / сост. Д.Г. Котилевский, А.М. Маринов. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 341 с.

3. Воротницкий, В.Э. Цифровая трансформация энергетики России – системная задача четвертой промышленной революции / В.Э. Воротницкий, Ю.И. Моржин // Энергия единой сети. Декабрь 2018 январь 2019. – №6(42). – С. 12–21.

4. Распределенная энергетика в мире. Потенциал развития. – Энергетический центр Московской школы управления Сколково, январь 2018.

5. Илюшин, П.В. Предпосылки и подходы к созданию моделей управления объектами распределенной генерации в составе распределительных сетей, Презентация доклада. Seminar_D2_ 25_06_2015. https://docviewer.yandex.ru/view/114281440/?=nmEovJZ.

6. Воротницкий, В.Э. О цифровизации в экономике и энергетике / В.Э. Воротницкий // Энергетик. – 2019. – №12. – С. 6–14.

7. Основные положения концепции интеллектуальной энергосистемы с активно-адаптивной сетью https://www.fsk-ees.ru>upload/docs/ies-aas/pdf.

8. Минэнерго РФ обсуждает с бизнес – сообществом ведомственный проект «Цифровая энергетика», https://www.energyland.info/analitic-show-38354.

9. Концепция «Цифровая трансформация 2030». www.rosseti.ru>investmen/transformatia – 2030.pdf.

10. Никитина Е.В. Цифровой двойник для электрических сетей / Е.В. Никитина, А.Н. Полуэктов // Энергия единой сети. 2019. – №4(46).

11. Распоряжение Правительства РФ от 9 июня 2020 г. №1523-р Об энергетической стратегии РФ на период до 2035 года. https: // www.garant.ru/products/ipo/prim/doc/74148810/

12. Федеральный закон от 28 июня 2014 г. № 172-ФЗ «О стратегическом планировании в Российской Федерации» 9 с изменениями и дополнениями). https://base.garant.ru/70684666/#frient

13. Бартоломей, П.И. Высшее энергетическое образование в России должно обеспечивать научно-технический прогресс / П.И. Бартоломей // Электрические станции. 2016. – №3. С.51–56.

14. Кудрявый, В.В. Системное разрушение системы. Надежность электроснабжения в текущих реалиях / В.В. Кудрявый // Энергорынок. Профессиональный журнал. 2012. – №7(132). – С.14–23.

15. В плену блэкаутов // Энерго. Информационно-аналитический журнал. 2017. – №7–8. – С. 12–15.

16. Воротницкий, В.Э. Решение проблем электроэнергетики России должно быть системным и клиентоориентированным / В.Э. Воротницкий // Энергетик. – 2018. – №6. – С. 14–21.

17. Воротницкий, В.Э. Организация комплексного процесса управления качеством электроэнергии – приоритетная задача энергетической стратегии развития России / В.Э. Воротницкий, Ю.А. Дементьев, Г.Б. Лазарев и др. // Электроэнергия. Передача и распреднление. 2017. – №4. – С. 40–52.

18. Семенов, В.Г. Отраслевая энергетическая наука. Электронный журнал «Энергосовет». 2017. – №4. – С.3–6.

19. Глазьев, С.Ю. Рывок в будущее. Россия в новых технологическом и мирохозяйственных укладах. («Коллекция Изборского клуба»). / С.Ю. Глазьев. – М.: Книжный мир, 2018. – 768с.

ВЛИЯНИЕ ЦИФРОВОЙ ЭКОНОМИКИ НА ЦИФРОВИЗАЦИЮ ЭНЕРГЕТИКИ

Жилкина Ю.В.,
к.э.н, главный эксперт ПАО «ФСК ЕЭС»

Воденников Д.А.,
директор филиала ПАО «МОЭСК» – «Московские кабельные сети»

В 2017 г. в России стала активно создается и воплощается в жизнь политика перехода к цифровой экономике. Была разработана и утверждена Программа «Цифровая экономика Российской Федерации», началось формирование отраслевых программ цифрового перехода, в том числе в сфере энергетики.

7 мая 2018 г. Президентом РФ В.В. Путиным был подписан Указ «О национальных целях и стратегических задачах развития Российской Федерации на период до 2024 года». В Указе предельно концентрированно определены приоритеты по цифровому преобразованию экономики страны, включая конкретно и отрасли энергетики.

Основные сложности

Процессы трансформации энергетики, которым многие аналитики склонны приписывать революционный характер, многогранны.

В 2018 г. заместитель Министра энергетики Российской Федерации Андрей Черезов и вице-президент по отраслевым решениям ПАО «Ростелеком» Роман Шульгинов подписали соглашение о долговременном сотрудничестве в целях развития цифровой экономики Российской Федерации, решения задач инновационного развития, совместной разработки и внедрения технологий промышленного интернета [1].

Но и там нет подкрепления перспективным проектам в сфере цифровой энергетики. Есть некоторые «зацепки» в Перечне поручений Президента РФ от 28.02.2019 по вопросам реализации национальной программы «Цифровая экономика Российской Федерации» (утверждён Президентом РФ 28.02.2019 № Пр-300).

В части обеспечения Интернета вещей, нормативного регулирования цифровой среды, еще некоторых референтных технологических обеспечительных комплексов – в обеспечение цифровой энергетики – обоснованно обратиться к Паспорту национальной программы «Цифровая экономика Российской Федерации» от 24.12.2018 (Утверждён Президиумом Совета при Президенте Российской Федерации по стратегическому развитию и национальным проектам, протокол от 24.12.2018 № 16) и к Положению от 02.03.2019 о системе управления реализацией национальной программы «Цифровая экономика Российской Федерации» (Постановление Правительства Российской Федерации от 02.03.2019 № 234 «О системе управления реализацией национальной программы “Цифровая экономика Российской Федерации”»).

Трактовка понятия «цифровизация»

В названиях «цифровая энергетика», как, впрочем, и «цифровая экономика», указывается на инструментальную основу процессов трансформации экономики, рынков, отраслей, но не на ее суть. Цифровизация. Этот термин встречается повсюду. Но что он означает на самом деле? Как это отразится на энергетическом секторе? И где она может принести наибольшую пользу обществу и отдельным организациям?

В ближайшие десятилетия цифровые технологии сделают энергетические системы более интеллектуальными и взаимосвязанными, эффективными, надежными и устойчивыми во всем мире, что будет иметь значительные последствия как для спроса, так и для предложения. Таковы выводы

недавнего доклада, составленного Международным энергетическим агентством (МЭА) «Цифровизация и энергетика». «Цифровизация размывает границы между спросом и предложением», – объясняет исполнительный директор. И, как он отмечает, «в то время как электроэнергетический сектор и интеллектуальные сети находятся в центре этой трансформации, в конечном счете все секторы, как спрос, так и предложение энергии, будут затронуты.» В недалеком будущем цифровые энергетические системы смогут определить, кому нужна энергия, и доставить ее в нужное место, в нужное время и по самой низкой цене. Но МЭА предупреждает, что мы не должны недооценивать оборотную сторону медали, а именно, что оцифровка несет с собой новые риски для безопасности и конфиденциальности не только персональных данных, но и инфраструктуры, а также изменяет рынки, бизнес-модели.

Дефиницию «цифровая экономика» оптимально обозначил в 1995 г. ученый-информатик Николас Негропонте [2], который использовал такую метафору для возможности представления сущности этого понятия: «Переход от движения атомов к движениям битов» и представил понятия «веса, сырья и транспорта – недостатками прошлого, ставя им в противовес понятия отсутствие веса товаров, виртуальность». Таким образом, необходима разработка емкой дефиниции понятия «цифровая энергетика».

Интерпретировать цифровую энергетику как энергетику с применением (даже особо продвинутым) компьютерно-программных технологий и сервисов – было бы неверно, поскольку в энергетике эти технологии используются активно уже много более полувека (например, о цифровых технологиях в энергетике говорилось 10 лет назад – в Распоряжении Правительства РФ от 13.11.2009 № 1715-р «Об Энергетической стратегии России на период до 2030 года»), так что такое определение (увы, расхожее) ничего не объясняет и не позволяет отграничить исследуемое понятие от всех прочих соотносимых, имеющих отношение к энергетике.

Цифровая энергетика – понятие сложное. Даже в самом Министерстве энергетики до недавнего времени существовали разные мнения о том, как его правильно трактовать, что под этим термином понимать и какой смысл в него вкладывать.

Термин «цифровизация» и это очевидно, не синоним автоматизации, это новый формат управления работой энергосистем, который обеспечивает оптимизацию технологических и бизнес-процессов для достижения целевого состояния ТЭК. Энергетику нельзя считать цифровой даже в том

случае, если цифровой станет каждая вторая подстанция, а сеть обретет признаки интеллекта. Сегодня процессы диджитализации и цифровизации внедряются там, где необходима повышенная гибкость решений и эффективное использование ресурсов. В электроэнергетике, как, впрочем, и в других отраслях российской экономики, они ориентированы на повышение производительности компаний. Технологический прорыв невозможен без надежных и хорошо себя зарекомендовавших цифровых технологий, поскольку именно они обеспечивают ценные конкурентные преимущества.

«“Цифровая энергетика” – понятие сложное, даже внутри Минэнерго есть разные мнения о том, как его понимать», – заявил директор Департамента оперативного контроля и управления в электроэнергетике министерства Е. Грабчак в интервью в феврале 2018 г. «Напишите определения. Как напишете, так и будем всё называть», – сказал Минэнерго Евгений Ольхович, замгендиректора по стратегическому развитию «Россетей» в июне 2018 года во время дискуссии на «Startup Village 2018» (цит. по: [3]).

В самом общем понимании, энергетика – как отрасль экономическо-хозяйственной сферы, индустрия генерации (получения), аккумулирования, преобразования, принятия, распределения и применения (потребления) разных видов энергии. Цифровая энергетика (опять же в самом общем понимании) – это особая онтологически-сконфигурированная с помощью и посредством цифровых технологий формация индустрии энергетики.

Предлагается следующая авторская развёрнутая дефиниция понятия «цифровая энергетика».

Цифровая энергетика – 1) интегральный управленческий и организационно-технологический концепт дизайна (парадигмальные и ценностные основы организации, построения и распределенного управления, стратегирования и топологизации отношений) индустрии энергетики и связанные с ним 2) быстродействующие интеллектуальные цифровые (компьютерно-программные) логистические платформы и 3) концепт нормативно-правового и иного нормативного фреймирования (как жёстких, так и динамически изменяющихся относительно устойчивых правовых рамок – vinculum juris) общественных отношений и их соответствующего технологического обеспечения (сопровождения) в существующей в действительном (не виртуальном) мире индустрии энергетики, – указанный концепт дизайна, предусматривающий наложение на индустрию энергетики и на прошивающие её (взаимодействующие между собой) порядки – искусственного порядка интеллектуальной цифровой инфраструктуры (нахо-

дящейся в структурно-функциональном единстве или устойчивых интерреляциях совокупности информационно-телекоммуникационных и математических платформ, инструментов и сервисов, включая инфраструктуры цифрового управления, технологии и ресурсы (сервисы) облачных и туманных вычислений, оперирования большими данными, «интернета энергии» (Internet of Energy, IoE), «промышленного интернета вещей», цифровых финансовых технологий и др.), – обеспечивающего «бесшовные» сложноструктурные функционально-целевые (корреально-функциональную и конкордантно-целевую) сопряжение и интегрирование массивов и потоков энергетических, иных имущественных, управленческих, сервисных и коммуникационных ресурсов, а также обеспечивающего синергетические сопряжения потенциалов и усилий публичного сектора, общества (населения), частного сектора (бизнеса), иных акторов.

Российский путь в мире новой энергетики

Тема трансформации энергетики пришла в Россию извне. На ценностном уровне в обществе, а также на уровне государственной политики отсутствует алармистский градус актуальности основного посыла перехода – декарбонизации.

Особенности организации электроэнергетики в России – протяженная инфраструктура, низкая плотность потребления электроэнергии, большая доля промышленной нагрузки, социально-ориентированная политика, несовершенство рынка и отраслевого регулировании – приводят к постоянному росту цен на электроэнергию для бизнеса и постепенно становятся сдерживающим фактором для развития экономики страны. Инерционный сценарий развития отрасли в ближайшем будущем приведет к тому, что цена на электроэнергию для промышленности в России превысит цену в США и почти сравняется со средней ценой в странах ЕС. Это негативно скажется на конкурентоспособности экспортируемой продукции российской промышленности с ее традиционно высокой удельной энергоемкостью производства.

Цифровая трансформация предусматривает установку на объектах электросетевой инфраструктуры передового оборудования и создание единой полностью автоматизированной системы управления, предусматривающей один уровень оперирования сетями вместо существующих трех. При этом скорость принятия решений существенно увеличится, а персонал будет задействован только в случае выявления аномалий и при необходимости проведения более глубокого аналитического анализа.

Понятия «цифровая трансформация электроэнергетической отрасли» или «энергетический переход» нередко ассоциируются с тремя D. Речь идет о ключевых процессах изменения отрасли: Decarbonization, Decentralization, Digitalization, то есть снижение выбросов углекислого газа, децентрализация и цифровизация.

В России пока не сформирован устойчивый спрос на экологичные решения. Борьба за снижение выбросов углекислого газа, а также с изменениями климата ведется менее активно, чем в других странах. Следовательно, можно без преувеличения сказать, что из трех представленных D первая является наименее востребованной.

Вторая D – это децентрализация. Этот тренд сформирован. Потребители электрической энергии уже сегодня просчитывают экономическую выгоду и рассматривают возможность выхода из единой энергосистемы. Сегодня потребители всё чаще отказываются от централизованного электроснабжения, поскольку заинтересованы в снижении затрат на оплату энергоресурсов. Они считают несовершенным механизм нерыночного ценообразования, который действует на электроэнергетическом рынке в виде дополнительной тарифной нагрузки на промышленных потребителей в рамках перекрестного субсидирования. Они не хотят своими деньгами поддерживать другие категории потребителей, не хотят много платить за передачу электроэнергии, если практически напрямую подключены к какой-нибудь электростанции.

Для крупных энергогенерирующих объектов отток потребителей является негативным моментом, который означает снижение или полную остановку роста и/или снижение энергопотребления. Вопреки прогнозам, озвученным аналитиками в 2010 году, по итогам 2019 г. потребление электроэнергии в России оказалось на 11% ниже прогнозируемого. К такому результату могли привести несколько факторов: снижение спроса со стороны промышленных предприятий; внедрение энергосберегающих технологий и реализация программ энергосбережения.

Отдельно следует обратить внимание на технологию накопления энергии. В скором будущем откроется рынок накопителей, и это коснется функционирования энергосистемы России.

Третья D – это цифровизация, ставшая двигателем множества трансформаций. В ее основу положены продвинутая аналитика и автоматизация производственных процессов. В настоящее время на производствах устанавливаются многочисленные сенсоры: от «умных» распределительных сетей до услуг для конечных потребителей.

Сегодня энергокомпании являются и внешними поставщиками, и они выполняют функцию советников в области электроэнергетики, что в свою очередь обеспечивает целевые показатели надзорных органов и оказывать более качественные услуги.

В краткосрочной перспективе ожидается, что в течение ближайших 4–5 лет схема создания стоимости в электроэнергетике будет децентрализована, а список продуктов и услуг существенно увеличится. В долгосрочной перспективе эксперты прогнозируют появление персонализированных решений и возможность объединения существующих продуктов с продуктами из других отраслей.

Рассматривая приоритеты цифровой трансформации в сфере электроэнергетики, то следуют учесть, что наиболее продвинутые участники рынка концентрируются на достижении «быстрых успехов». Как результат, мобилизация ресурсов организации и человеческого потенциала для осуществления выбранной стратегии дает стимул и импульс для старта более долгосрочных инициатив.

Цифровая трансформация в электроэнергетике ведется в следующих приоритетных направлениях.

1. Цифровизация текущей модели. Этот процесс предполагает фокусирование на «быстрых победах». Это может быть выявление рабочих моментов и важных задач, обладающих наибольшим потенциалом для минимизации затрат и улучшения потребительского опыта. Автоматизация приоритетных областей может включать следующие решения:

– роботизация производственных процессов;

– цифровая трансформация внутреннего интерфейса;

– построение многоканальных систем коммуникации и цифровизация взаимодействия с потребителями энергоресурсов;

– повышение доступности данных и использование собранной информации для принятия взвешенных решений;

– цифровизация инструментов и методик управления сотрудников;

– модернизация IT-инфраструктуры.

Вместе с автоматизацией текущих моделей и трансформацией взаимодействия с потребителями, цифровизация энергокомпаний подразумевает глубокую перестройку внутренних систем. А на этапе распределения электрической энергии первыми претендентами на цифровизацию являются процессы с часто повторяющимся алгоритмом: технологическое присоединение новых потребителей, обслуживание сетевой инфраструктуры, управление потерями, инвестициями и т.п.

2. Использование аналитических данных. Каждая компания должна выработать собственный план очистки и стандартизации информации, полученной из разных источников. Эти источники могут быть как разрозненными, так и связанными между собой. Однако в итоге модели данных должны стать взаимоувязанными друг с другом, а ответственность за функционирование систем сбора и хранения информации закреплена внутренними распоряжениями с указанием ответственных лиц в каждом структурном подразделении.

Внедрение цифровых технологий обеспечивает поступление огромного количества данных, выполнить анализ могут высокоспециализированные специалисты, менеджеры, обладающие специальными навыками проведения анализа.

Инновационный менеджмент и использование передовых аналитических инструментов предполагают появление специалистов в области цифровых проектов.

3. Изучение новых технологий. Здесь необходимо управлять обширным портфелем проектов, отслеживать развитие технологий, анализировать возможные риски и выгоду. Также следует научиться оценивать готовность решений к вводу в промышленную эксплуатацию.

Чтобы свести к минимуму вероятность ошибки, необходимо сотрудничать с экспертами в сфере финансов, ИТ и e-commerce. Это позволит расширить собственный продуктовый портфель и увеличит количество источников дохода.

Внедрение и дальнейшее развитие цифровых технологий зависит от региона, поддержки со стороны государства и готовности энергокомпаний инвестировать средства в технологические инновации. По оценкам аналитиков, в краткосрочной перспективе внедряемые технологии призваны повысить эффективность, а средне- и долгосрочной перспективе – нацелены на повышение потребительской ценности и сконцентрированы на предложениях новых услуг.

В Центре стратегических разработок отмечают, что трансформация энергетики позволит мобилизовать предпринимательские инициативы и привлечь частные инвестиции в отрасль [9]. Кроме того, российские digital-проекты несут в себе экспортный потенциал: они помогут сформировать научно-технологический и промышленный потенциал для реализации на зарубежном рынке оборудования, систем и услуг. Аналитики ЦСР

предлагают зафиксировать такие приоритетные направления в повестке российской государственной политики в сфере электроэнергетики на среднесрочную перспективу, как:

1) запуск открытых модульных цифровых платформ для организации киберфизических систем и сред в электроэнергетике;

2) разработка интеллектуальных мультиагентных систем управления;

3) становление рыночного сегмента систем хранения электроэнергии (от аккумуляторов для электромобилей и бытового сектора до систем хранения электроэнергии большой емкости, в том числе технологии хранения электроэнергии в водородном цикле);

4) развитие сектора перспективной высоковольтной и высокочастотной силовой электроники;

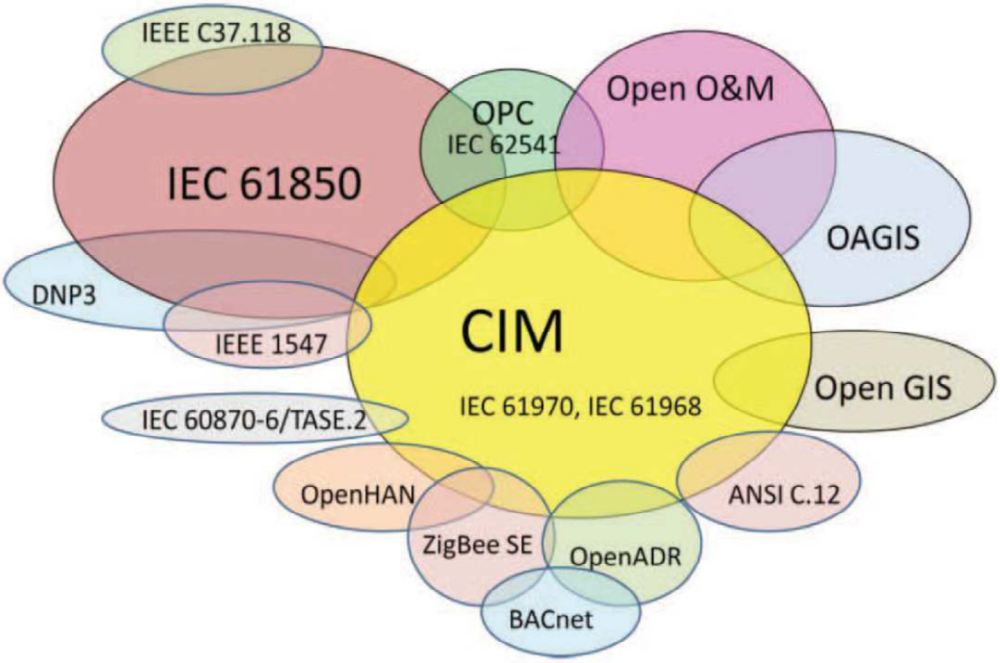
5) внедрение технологий «Интернета вещей» (цифровые датчики, сенсоры, средства коммуникации) [9];

6) использование цифровых финансовых технологий (блокчейн, смарт-контракты, децентрализованные автономные организации).

Стандарты энергетического интернета – IEC 61970/61968 CIM

Термин «энергетический интернет», при всей его новационности, сегодня уже активно вошёл в практический и научный обиход. Использование этого термина может быть вполне обосновано следующими обстоятельствами. Как и в обычном (его сегодня называют цифровым) интернете, в энергетическом интернете подразумевается использование физических сетей для передачи энергетических единиц. Примером можно назвать всем известные электрические сети, связывающие здания и сооружения в единую энергосистему. Немного позже односторонняя энергетическая связь от генерации к потребителю превратилась в двухстороннюю – потребитель стал производителем и полноправным участником энергетического обмена и рынка. Таким образом, если выделить в энергетике только электрическую сетевую часть (трансмиссию, дистрибуцию, хранение и микрогриды) то аналогии с обычными цифровыми сетями связи становятся достаточно очевидными. Тем более что именно в сетевом хозяйстве существует одно из самых развитых цифровых направлений сегодня – умные сети (Smart Grid) [3].

Как и в цифровом интернете, в развивающемся энергетическом интернете происходит развитие его семантической и онтологической части. С онтологической точки зрения, сетевая энергетика и умные сети охватывают значительное число областей (или доменов) человеческой деятельности, и это является источником размерностей и трудностей. Как правило, в этих доменах имеется свои онтологии и соответствующие таксономии, которые необходимо выровнять и нормализовать. Поэтому вместе с приятым международным стандартом IEC 61850 (раздел 3.3) модель общей информационной модели (CIM) является одним из основных стандартов Smart Grid, используемых сегодня. Модель CIM – это онтологическая модель, которая позволяет осуществлять обмен информацией об электрической сети между различными программными приложениями и разных доменов.



Связь между применяемыми стандартами в Smart Grids [4, с. 16]

На рисунке объясняются отношения CIM с IEC 61850 и другие стандарты, применяемые в Smart Grids.

Модель CIM была разработана индустрией электроэнергетики, а затем она был официально принята Международной электротехнической комиссией (МЭК, или IEC, в деятельности которой Россия участвует). Эта

модель проектировалась с целью разработки базовой общей сетевой модели энергосистемы, чтобы иметь общую основу для обмена информацией. В настоящее время этот стандарт был принят подавляющим большинством поставщиков, чтобы обеспечить обмен информацией между различными устройствами, и всё более расширяется для покрытия связанных с электроэнергетикой задач (оперирование счетами клиентов, планирование и программирование работ, мониторинг состояния активов).

Нормативно-техническое и онтологическое ядро модели CIM в основном определяется стандартами IEC 61970-301 [5, 6] и IEC 61968-11 [7]. Стандарт IEC 61970-301 описывает компоненты мощности системы на электрическом уровне и отношения между ними, стандарт IEC 61968-11 определяет семантику других аспектов обмена данными программного обеспечения энергосистемы, таких, как планирование работы или выставление счетов клиентам.

Поскольку CIM является онтологической моделью, она, как считается, должна иметь дело с обменом информацией с помощью всех типов систем, таких как ГИС (Географические информационные системы), CSS (Система поддержки клиентов) или ERP (Enterprise-Resource Planning). С этой целью CIM охватывает 53 пакета UML (унифицированный язык моделирования), содержащие приблизительно 820 классов с более чем 8500 атрибутами. Кроме того, так как существуют разные сериализации, такие как XML и XML-схема для создания собственных сообщений EAI на основе CIM есть возможность использовать предопределенные сообщения, созданные IEC. В случае моделирования графов силовых энергетических сетей, модель CIM снабжена сериализацией RDF и RDF схемами, а также сериализации CIM OWL (онтологический веб-язык). Благодаря расширенному использованию модели CIM, она считается одним из крупнейших стандартизированных доменов онтологий в сочетании с МЭК 61850. Нынешние усилия рабочих групп по стандартизации имеют целью согласование двух основных онтологий, применяемых в областях Smart Grids. Общая информационная модель является одним из основных стандартов для Smart Grid цифровой энергетики или энергетического интернета, и она должна служить основой для специальных информационных моделей, которая добавит определенные функции, чтобы подчеркнуть фокус приложения на реагировании на спрос, гибкости энергопотребления и комфортной балансировки в домах или в зданиях, при обеспечении соответствия требованиям IEC 61970/61968 в российских условиях применения этой общей онтологической стандартизации [8]. Несомненно, что стандарты МЭК и ряд других так же должны приниматься во внимание в этом процессе.

Выводы

Проведенный анализ показал, что цифровизация безусловно является перспективным направлением электроэнергетики страны и должна носить эволюционный характер, так как она позволит обеспечить бесперебойность электроснабжения, предотвращая аварии заранее. И крайне важно в этой мировой технологической гонке не остаться в аутсайдерах. Страны, которые не успеют адаптироваться к новому режиму, очень сильно проиграют. Поэтому сейчас важно понимать, что переход к цифровой энергетике создает для Российской Федерации не только новые возможности в части повышения эффективности существующей энергосистемы, но и в формировании качественно новых условий для экономического роста страны.

Учитывая, что объем цифровизации определяется технико-экономическими характеристиками необходимо обращать внимание и на проблему кибербезопасности, значение которой возрастает с переходом к цифровой энергетике. Сегодня энергетические компании должны переходить на новые стандарты безопасности: применять защищенные протоколы, цифровые сертификаты и подписи, внедрять системы контроля доступа и защищенные протоколы аутентификации для обеспечения безопасности беспроводных сетей, должны применяться криптография и шифрование при работе с облачными хранилищами.

Литература

1. Минэнерго России и «Ростелеком» будут развивать цифровую экономику // https://electricalnet.ru/blog/minenergo-rossii-i-rostelekom-budut-razvivat-tsifrovuu-ekonomiku. – 06.03.2020.

2. Добрынин А.П., Черных К.Ю., Куприяновский В.П., Куприяновский П.В., Синягов С.А. Цифровая экономика – различные пути к эффективному применению технологий (BIM, PLM, CAD, IOT, Smart City, BIG DATA и другие) // International Journal of Open Information Technologies ISSN: 2307-8162 2016, vol. 4, no. 1.

3. Куприяновский В.П., Конев А.В., Гринько О.В., Покусаев О.Н., Намиот Д.Е. На пути к энергетическому Интернету: новые регуляции, бизнес модели, экономические и технические предпосылки // International Journal of Open Information Technologies. – 2019. – Vol. 7. – № 3. – С. 60–70.

4. Stluka P., Noyé S., Anton M.A., Tsagkrasoulis D., Konsman M.J. Integrating Real-Intelligence in Energy Management Systems enabling Holistic Demand Response Optimization in Buildings and Districts: D4.1 – Analysis of EU-wide interoperability standards and data models and harmonization requirements // http://holisder.eu/reports/HOLISDER_D4.1_Analysis_of_EU-wide_interoperability_standards_and_data_models_and_harmonization_requirements.pdf. – 43 p.

5. Y. Zhilkina and A. Akhmetshin Risks in the energy sector: the analysis of management practices in the electricity market // International Scientific and Technical Conference Smart Energy Systems 2019 (SES-2019) E3S Web of Conferences Volume 124, Article Number 05051 (2019) DOI: 10.1051/e3sconf/201912405051

6. EN 61970-301:2017 «Energy management system application program interface (EMS-API). Part 301 «Common information model (CIM) base solution» // https://joinup.ec.europa.eu/solution/en-61970-3012017-energy-management-system-application-program-interface-ems-api-part-301.

7. IEC 61968-11:2013 «Application integration at electric utilities – System interfaces for distribution management». Part 11 «Common information model (CIM) extensions for distribution» // https://webstore.iec.ch/publication/6199.

8. Жилкина, Ю.В. Отказ электросетевого оборудования в системе управления активами: методика оценки ущерба / Ю.В. Жилкина // Вестник Казанского государственного энергетического университета. 2019. Т. 11. № 4 (44). С. 94–101.

9. Жилкина, Ю.В. Концепции интернета вещей как способ мотивации к энергосбережению / Ю.В. Жилкина // Электрические станции. – 2020. – № 2. – С. 23–26.

МОДЕРНИЗАЦИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ В УСЛОВИЯХ МАССОВОЙ ИНТЕГРАЦИИ РАСПРЕДЕЛЕННЫХ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ

***Илюшин П.В.*,**
к.т.н., проректор по научной работе ФГАОУ ДПО
«Петербургский энергетический институт повышения квалификации»

Введение

Анализ международного опыта показывает, что развитие распределенной генерации (РГ) в мире происходит в основном за счет строительства генерирующих объектов на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ), что является устойчивым трендом, оказывая существенное влияние на режимы работы электроэнергетических систем (ЭЭС) и развитие экономического потенциала регионов [1].

В России в период до 2024 г. должны быть введены в эксплуатацию ветровые и солнечные электростанции суммарной установленной мощностью 5278,3 МВт. В некоторых энергосистемах доля объектов ВИЭ в структуре генерирующих мощностей приблизится к 15%, что требует создания технических возможностей для управления их режимами.

Основными факторами, позволяющими обеспечить переход к «энергетике будущего», является разработка новых технологии добычи, производства и транспорта энергоресурсов, распределенное производство всех видов энергии, интеллектуализация сетей и скоординированное управление распределенными энергоресурсами, а также широкое внедрение энергосберегающих и энергоэффективных технологий на транспорте, в жилищно-коммунальном хозяйстве и промышленности [2].

В связи с этим, эффективность использования энергии является одним из важнейших факторов научно-технического прогресса, развития производства, сферы услуг и стабильной работы энергетической отрасли. Сложность, значительные финансовые средства, расходуемые на строительство и эксплуатацию оборудования крупных объектов электроэнергетики, а также возросшие требования потребителей к качеству электроэнергии создают основу для оптимизации технических решений.

К распределенным энергоресурсам (РЭР), помимо объектов РГ на углеводородном топливе (мощностью до 25 МВт), следует отнести объекты ВИЭ (за исключением ветропарков и крупных солнечных электростанций), гибридные энергетические комплексы (совместная выработка электрической, тепловой энергии и холода), управляемых активных потребителей, а также системы накопления энергии различных видов.

Интеграция РЭР позволяет эффективно справляться с ростом нагрузки в промышленных узлах, крупных городах и мегаполисах, снижать перетоки активной (реактивной) мощности в распределительных сетях напряжением 0,4–110 кВ, а также потери электроэнергии. Увеличение объемов РЭР содействует ограничению роста цен на различные виды энергии, обеспечению энергетической безопасности, снижая возможные риски возникновения блэкаутов, быстрому восстановлению энергоснабжения потребителей после возникновения катаклизмов природного (ледяной дождь, ураган и др.) или техногенного характера, а также возможных кибератак на объекты электроэнергетики. Интеграция РЭР является эффективным инструментом оптимизации инвестиций в модернизацию генерирующего оборудования на традиционных электростанциях, развитие/реконструкцию распределительных электрических сетей [3].

Перспективными для РЭР на основе ВИЭ в России являются изолированные и удаленные энергорайоны, а также системы электроснабжения потребителей. В ряде случаев на первый план могут выходить экологические преимущества строительства объектов ВИЭ, взамен строительства протяженных электрических сетей до поселков и предприятий на Крайнем Севере и Дальнем Востоке или дизельных электростанций, где стоимость топлива, с учетом его доставки, является крайне высокой [4].

Следует отметить, что по статистическим данным более 50 раз в год различные энергорайоны, находящиеся в зоне централизованного электроснабжения, выделяются в островной режим. Поэтому, в современных условиях необходимо учитывать возможность выделения энергорайонов, в том числе с РЭР, в островной режим [5].

Перспективы развития электроэнергетической отрасли

Важным направлением развития электроэнергетики России в целом является развитие конкуренции и долгосрочных отношений на оптовом и розничном рынках электрической энергии, в том числе:

– стимулирование потребителей к развитию локальных и интегрируемых в ЕЭС России РЭР для обеспечения потребления электрической энергии в части пиковой нагрузки в энергосистеме, как фактора повышения конкуренции на рынке электрической энергии и мощности, формирование с их участием локальных интеллектуальных энергосистем с автоматизированными торговыми площадками;

– развитие «умных сетей» (Smart Grids), интеллектуальной распределенной энергетики, потребительских сервисов и «энергетического интернета» в рамках реализации «дорожной карты» «Энерджинет» Национальной технологической инициативы.

Перспективными задачами, в том числе, являются:

– сбалансированное развитие локальных и интегрируемых в ЕЭС России РЭР, формирование с их участием локальных интеллектуальных энергетических систем;

– обеспечение экономически эффективного сочетания использования систем централизованного электро- и теплоснабжения с развитием распределенной генерации электрической энергии и интеллектуализацией ЭЭС, а также с использованием местных ресурсов, в том числе ВИЭ;

– развитие отечественного научно-технологического потенциала, создание и освоение передовых технологий в сфере энергетики, наращивание производства конкурентоспособного основного и вспомогательного оборудования, создание центров компетенции [6].

В связи с эти необходима разработка:

– новых принципов построения распределительных сетей для обеспечения возможности интеграции значительного количества разнородных РЭР, предусматривающих установку дополнительных коммутационных аппаратов (высоковольтных выключателей) в сетях среднего напряжения, а также пунктов автоматического секционирования сети (реклоузеров);

– типовых устройств, позволяющих осуществлять свободную интеграцию новых участников (объектов микрогенерации) в сети низкого напряжения, реализующих технологию plug-and-play.

В условиях массовой интеграции РЭР распределительные сети столкнуться с новыми вызовами, которые необходимо в обязательном порядке учитывать, для обеспечения их надежного функционирования [7], а также надежного электроснабжения потребителей, а именно:

– увеличение скорости протекания переходных процессов;

– проблемы согласования уставок устройств РЗА и технологических защит РЭР, а также производственных линий промышленных предприятий с уставками устройств РЗА элементов распределительной сети;

– отклонение показателей качества электроэнергии;

– влияние РЭР на алгоритмы работы и параметры настройки устройств автоматики энергосистем;

– перманентные изменения величин и направлений мощности в сетях, в зависимости от режимов генерации и потребления в узлах.

В статье рассмотрены особенности функционирования распределительных электрических сетей в условиях массовой интеграции РЭР, а также рекомендации по их модернизации [8].

Увеличение скорости протекания переходных процессов

Переходные процессы в островном режиме работы энергорайонов с РЭР, вызванные внезапным дефицитом мощности, существенно отличаться от происходящих в больших ЭЭС, если действует один или два из нижеуказанных факторов:

– преобладают генерирующие установки (ГУ) со сравнительно малыми механическими постоянными инерции (T_J): многовальные газотурбинные установки – ГТУ ($T_J \approx 2$–3 с), газопоршневые (ГПУ) и дизель-генераторные установки – ДГУ ($T_J \approx 1$–$1{,}5$ с);

– состав нагрузки и схемно-режимные условия таковы, что их ухудшение может спровоцировать возникновение лавины напряжения.

Аналогичные факторы в некоторых случаях могут иметь место и в больших ЭЭС. Ниже приводятся результаты расчетов переходных процессов при возникновении дефицита мощности в результате выделения энергорайона в островной режим работы, как показано на рис. 1, или при отключении одного из объектов РГ (ГУ) в островном режиме.

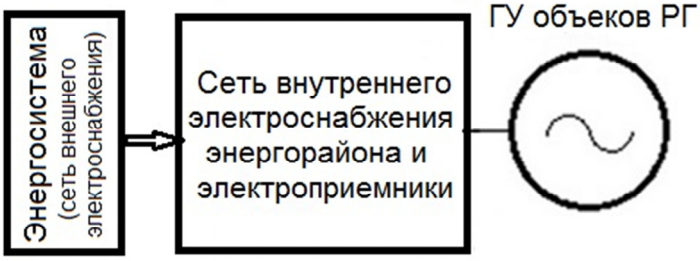


Рис. 1. Общий вид расчетной схемы

Начальный дефицит мощности d, измеренный как разность между располагаемыми мощностями оставшихся в работе ГУ (110% от $P_{ном}$) и величиной нагрузки, соответствующей номинальной частоте и нормальному напряжению, отнесенный к этой нагрузке.

Необходимо получить зависимость располагаемого времени ($T_{расп}$) от параметров современных ГУ, в которое автоматика должна: зафиксировать дефицит мощности, сформировать и реализовать управляющие воздействия (УВ) на отключение нагрузки (ОН). Для сравнения приведем аналогичные переходные процессы с паротурбинными ГУ.

Основные параметры, которые влияют на требования к быстродействию ОН, показаны в табл. 1, при этом значения $T_{расп}$ даны для величины дефицита мощности d = 56%.

Таблица 1

Основные параметры, определяющие требования к быстродействию ОН

Основные влияющие параметры					$T_{расп}$, с
T_J, с	Статизм рег. ГУ, %	Постоянная времени набора нагрузки ГУ, с	Защита ГУ по частоте		
			Гц	с	
7	4,5	1,5	46,5	1	1,584
3	4,5	1,5	46,5	1	1,266
1	4,5	1,5	46,5	1	1,110
1	0,1	1,5	46,5	1	1,115
1	0,1	20	46,5	1	1,112
1	0,1	20	47,5	1	1,422
1	0,1	20	47,5	2	2,422

Ниже приведено сравнение переходных процессов, вызванных внезапным дефицитом мощности, когда нагрузка энергорайона в островном режиме покрывается группой однотипных ГУ различных видов (табл. 2).

Таблица 2

Технические характеристики ГУ и уставок устройств РЗА

№ п/п	Вид ГУ	T_J, с	Защита ГУ по снижению частоты с выдержкой времени, с
1	Паротурбинные	7	46,5 Гц (1 с)
2	Газотурбинные многовальные	3	47,5 Гц (20 с), 45,0 Гц (0)
3a	Газопоршневые (Wärtsilä)	1	47,5 Гц (2 с)
3b	Газопоршневые (GE Jenbacher)	1	49,0 Гц (0,2 с)

Для расчетов, если не решается задача выборочного управления электроприемниками в условиях значительных понижений напряжения, уместно представление нагрузки статическими характеристиками по частоте и напряжению, последнее – в диапазоне $U/U_{ном}$ = 0,6–1,0.

Сопоставление значений $T_{расп}$, рассчитанных для различных видов ГУ, приведено на рис. 2. В переходных процессах предусмотрена однократная реализация УВ на ОН, где величина ОН равна начальному дефициту мощности (фактические скачки мощности генерации и нагрузки не равны между собой, так как соответствующие значения частоты и напряжения не одинаковы), а время реализации ОН ($T_{ОН}$) задается отсчитанным от начала переходного процесса, как величина, меньшая $T_{расп}$ [9].

На рисунке 2 показан разброс $T_{расп}$ в условиях ограничения в основном факторами, обусловливающими возникновением лавины напряжения, что связано с вариациями параметров асинхронных двигателей (АД).

При сравнительно небольших начальных значениях дефицита мощности (рис. 2) имеют место обычные переходные процессы, в которых основное – понижение частоты, а понижения напряжения допустимо малы. Такой переходный процесс назовем *f-процессом*, его пример для ГТУ при d = 34% (где $T_{расп}$ = 0,67 с по кривой *2*) и $T_{ОН}$ = 0,5 с показан на рис. 3.

В *f-процессах* эффективна реализация УВ на ОН для предотвращения глубокого снижения частоты и ее восстановления до нормального значения, если она длительно остается пониженной, за счет реализации традиционных алгоритмов автоматической частотной разгрузки (АЧР).

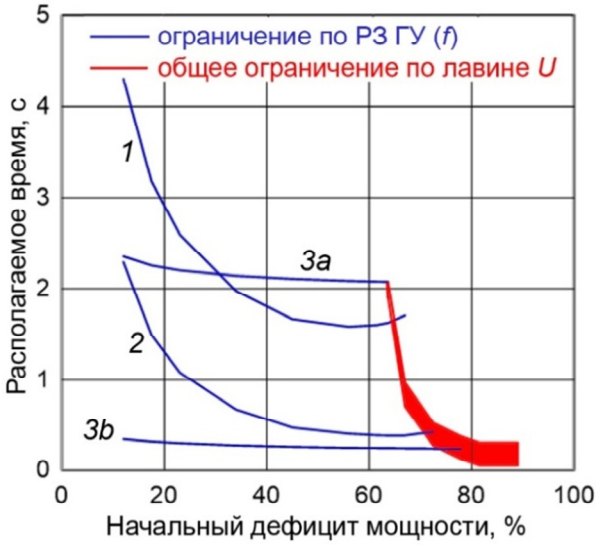


Рис. 2. График зависимости $T_{расп} = \varphi(d)$ для разных видов ГУ

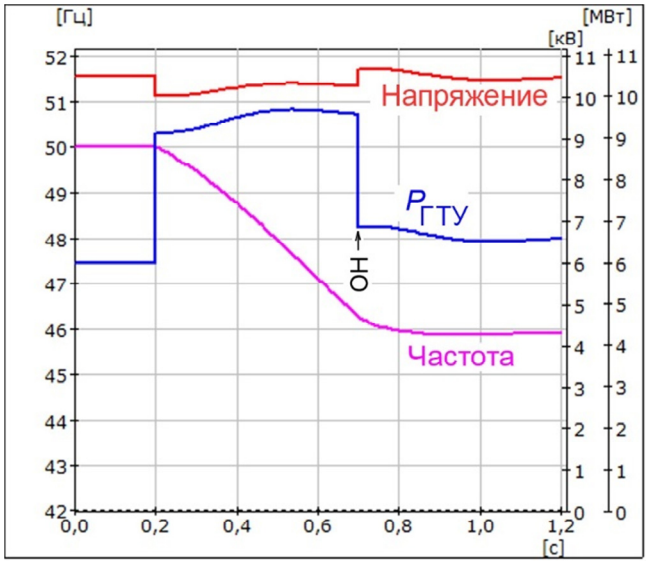


Рис. 3. График *f*-процесса при $d = 34\%$, $T_{ОН} = 0{,}5$ с

При малых значениях T_J ГУ в островном режиме существенно увеличивается скорость снижения частоты при одних и тех же внешних возмущениях. В этом случае лавина частоты может проходить настолько быстро, что предотвратить ее с помощью традиционных устройств АЧР невозможно. Эффективно применение дополнительной автоматической разгрузки (ДАР), срабатывающей при возникновении аварийного дефицита мощности до начала снижения частоты.

Повышение быстродействия АЧР еще необходимо в случаях, если отключение ГУ устройствами РЗА (технологической защитой) или электроприемников особо ответственных потребителей происходит раньше, чем отключается неответственная нагрузка действием АЧР.

На рисунке 4 показан аналогичный переходный процесс при $d = 72{,}5\%$ (где $T_{расп} = 0{,}42$ с) и $T_{ОН} = 0{,}3$ с. Во втором случае начальный дефицит d ближе к зоне, где велика вероятность возникновения лавины напряжения (рис. 2), при этом напряжение значительно понижается (*fU-процесс*).

Если начальный дефицит мощности велик (рис. 2, при $d > 65\%$), то сам факт возникновения дефицита является причиной возникновения лавины напряжения в энергорайоне. Характер переходного процесса и скорость снижения напряжения – такие же, как при возникновении трехфазного КЗ на некотором удалении от ГУ.

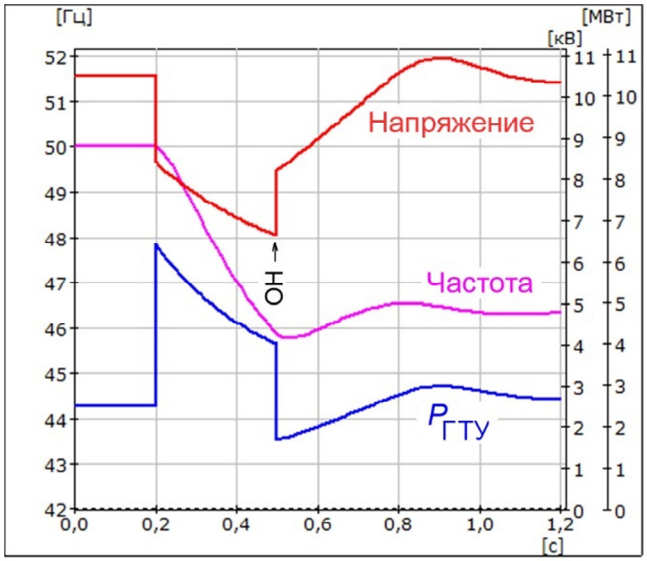


Рис. 4. График *fU*-процесса при *d* = 72,5%, $T_{ОН}$ = 0,3 с

Последствия для электроприемников, в отношении допустимого времени ликвидации КЗ или времени от возникновения дефицита мощности до момента реализации УВ на ОН, идентичны [10]. Двигательная нагрузка может вернуться к нормальной работе, если провал напряжения не вызвал такого снижения скоростей вращения АД, при которых их самозапуски становятся невозможными.

В *fU-процессе* дефицит активной мощности приводит к росту потребления АД реактивной мощности по мере снижения частоты, что требует реализации УВ. Данные режимы могут возникать при выделении энергорайона в островной режим по любой причине без КЗ, а также при отключении ГУ в островном режиме.

Время, в течение которого напряжение ниже $U_{кр}$, не играет основной роли, если доля АД в общем объеме невелика и ориентировочно составляет 10–20%. Однако, при статистически средней нагрузке и, тем более, при преобладании промышленного электропотребления, располагаемое время $T_{ОН}$ сильно ограниченно (рис. 2). Переходный процесс, вызванный дефицитом мощности и сопровождающийся глубоким снижением напряжения (*fU-процесс*), для нагрузки заканчивается благополучно только в том случае, если время $T_{ОН}$ близко к нулю, как это показано на рис. 5.

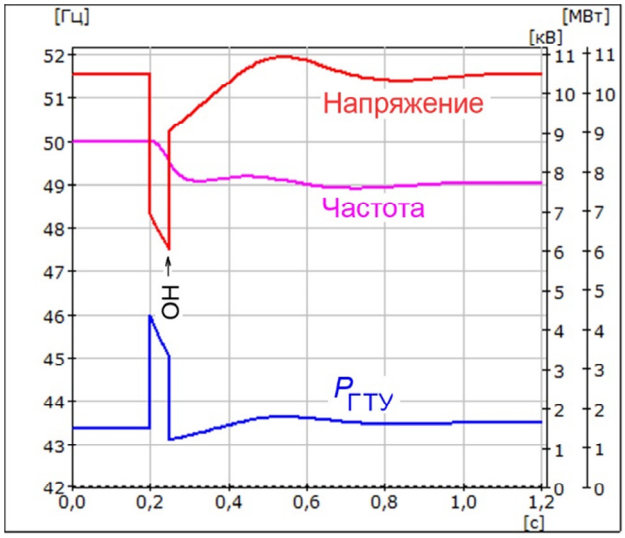


Рис. 5. График *U*-процесса при *d* = 83,5%, $T_{ОН}$ = 0,05 с

При возникновении значительного дефицита активной мощности лавина напряжения возникнет раньше, чем произоисходит недопустимое снижение частоты и срабатывают устройства АЧР. Если напряжение проваливается глубоко и быстро, то возникает значительный сброс нагрузки, что приводит к восстановлению баланса активных мощностей и нормализации частоты. К такому протеканию переходных процессов традиционные устройства АЧР не адаптированы, следовательно, необходимо применение усовершенствованного алгоритма АЧР.

Как видно из анализа представленных результатов расчетов величина $T_{расп}$ в значительной мере зависит как от величины T_J ГУ, расположенных в выделившемся на островной режим работы энергорайоне, а также уставок устройств РЗА, технологической защиты и автоматики ГУ.

Кроме того, величина $T_{расп}$ может ограничиваться критическим временем перерыва электроснабжения для особо ответственных электроприемников, т.е. максимальным временем полного перерыва электроснабжения при котором не возникает опасности для людей, риска повреждения оборудования и брака производимой продукции [11].

Согласование уставок устройств РЗА и технологических защит

Возникновение в энергорайонах с РИЭ кратковременных колебаний параметров режима в широком динамическом диапазоне, особенно в ост-

ровном режиме, создает серьезные трудности при согласовании уставок устройств РЗА и технологических защит ГУ, а также производственных линий промышленных предприятий с уставками устройств РЗА элементов распределительной сети [12].

Некоторые зарубежные заводы-изготовители выбирают следующие уставки устройств РЗА ГУ, действующие на их отключение, если в течение 0,2 с напряжение в трех фазах ≥110% или ≤90% от $U_{ном}$. Другие задают уставки по времени срабатывания защит при снижении напряжения несколько выше (до 5 с), однако, с учетом времени срабатывания резервных защит элементов сети, особенно защит дальнего резервирования, избежать отключений ГУ не представляется возможным [13].

Циклы КЗ – автоматическое повторное включение, автоматическое включение резервного питания (АВР) и связанные с ними самозапуски двигателей, составляющие подавляющее большинство случаев кратковременного снижения напряжения, относятся к провалам или прерываниям напряжения. В ряде случаев уставки устройств РЗА ГУ не отстроены от их параметров и приводят к отключениям ГУ.

Кроме того, заводы-изготовители ГПУ выбирают следующие уставки устройств РЗА по частоте, действующие на их отключение, если в течение 0,2 с частота ≥51,5 Гц или ≤49 Гц. Другие производители ГПУ предусматривают отключение ГУ при повышении частоты выше 55 Гц в течение 4 с, а при снижении частоты ниже 47,5 Гц в течение 2 с.

Рассмотрим пример газопоршневой электростанции (ГПЭС) с четырьмя ГПУ мощностью по 2,4 МВт, оснащенными устройствами РЗА с указанными уставками ($t_{СЗ}$ = 0,2 с). Проведем анализ совокупности ограничений, которые конструкция ГПУ и алгоритмы систем автоматического управления накладывают на сбросы/наброс нагрузки в сети энергорайона.

Исходный режим принят в размере P_0 = 60% от $P_{ном}$; исходная нагрузка в расчетах изменялась соответственно требуемым сбросам или набросам ($+\Delta P_0$ от $P_{ном}$). Обобщенные результаты расчетов режимов, полученные для случаев, когда выделение ГПЭС в островной режим не обусловлено КЗ на связи с энергосистемой, показаны на рис. 6.

На рисунке 6 ограничение ***A*** соответствует условию $\Delta P_0 \le \Delta P_{max}$; ***B*** – условию $P_0 + \Delta P_0 > P_{min}$ (т.е. $\Delta P_0 < 0$); ограничение ***1*** обусловлено срабатыванием защиты по U_{min} (срабатываний защиты по U_{max} не приведено), ***2*** – действие защиты по f_{min}, ***3*** – по f_{max}.

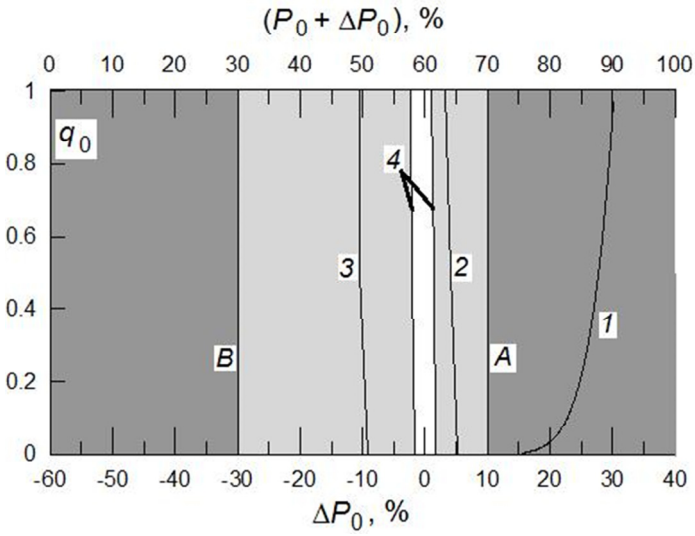


Рис. 6. Особенности функционирования ГПЭС в островном режиме

Дополнительные ограничения (рис. 6) обусловлены действием автоматического регулятора частоты вращения (АРЧВ) ГПУ. Для этого в АРЧВ применяется специальный блок, контролирующий положение до 5 высоковольтных выключателей, фиксирующий режим работы ГПЭС. В островном режиме подача топлива в ГПУ регулируется на постоянство частоты, при работе в энергосистеме – на постоянство выдаваемой мощности. Если блок не выявит момент выделения ГПЭС в островной режим, то проявятся ограничения ***4*** по $f_{\min}$ и $f_{\max}$. Сохранению ГПУ в работе соответствует только белый фон, в остальных случаях происходят нарушения их работы по разным причинам ($q_0 - Q_{\text{ГПУ}}/Q_{\text{сети}}$ в исходном режиме) [14].

Кратковременные отклонения параметров режима, которых достаточно для отключения ГУ устройствами РЗА, могут возникать, помимо режима КЗ и выделения в островной режим, в других схемно-режимных ситуациях – пуск группы электродвигателей, отключение крупных электроприемников или их групп в островном режиме.

Стремление заводов-изготовителей ГУ максимально защитить ГУ от влияния анормальных режимов, приводят к сужению области допустимых режимов ГУ, вызывая их излишние отключения при правильных действиях устройств РЗА в распределительной сети. При этом уставки устройств РЗА ГУ не подлежат изменению без согласования с заводом-изготовителем в течение всего гарантийного срока, а в случае их самовольного изменения гарантийные обязательства полностью снимаются.

В отдельных случаях, на основании результатов расчетов режимов, удается согласовать с заводом-изготовителем ГУ изменение уставок устройств РЗА и/или технологических защит, если ГУ имеют конструктивные запасы по механической прочности, термической стойкости и обладают перегрузочной способностью. В большинстве случаев, учитывая что приводные двигатели ГУ имеют особые технологические ограничения, и, кроме того, спроектированы в соответствии с требованиям национальных стандартов, где допустимая длительность КЗ ≤0,15 с, этого сделать невозможно. Изменение уставок может привести к их повреждению, в том числе с разрушением элементов приводного двигателя, поэтому, требования по обязательному согласованию уставок РЗА, по объективным причинам, может не дать положительных результатов.

Важно отметить, что современные промышленные предприятия широко применяют зарубежные производственные линии, которые не рассчитаны на характеристики провалов и прерываний напряжения, а также другие отклонения параметров режима, допустимые в отечественных распределительных сетях. Известны случаи, когда уставки технологических защит были U = 80% от $U_{ном}$, с выдержкой времени ≤0,1–0,2 с, что неоднократно приводило к полному останову непрерывного производственного процесса с соответствующими ущербами.

Если ГУ и производственные линии приобретены и функционируют, то реальной альтернативой изменению уставок их защит может быть применения быстродействующих устройств РЗА и высоковольтных выключателей с меньшим собственным временем отключения в распределительных сетях для снижения длительности провалов напряжения [15]. Поэтому при проектировании необходимо выполнять комплексные расчеты электрических режимов для выявления потенциальных рисков неселективных отключений РЭР при внешних возмущениях, включая набросы/сбросы нагрузки, и разработки мероприятий по их предотвращению.

Отклонения показателей качества электроэнергии

В энергорайонах с РИЭ возможны значительные отклонения показателей качества электрической энергии (ПКЭ) от нормируемых значений в условиях воздействия случайных мешающих факторов, особенно в островном режиме.

Отклонения ПКЭ обусловлены наличием нелинейной и изменяющейся нагрузки (характерно для промышленных предприятий), применением электротехнического оборудования с элементами силовой электроники (устройств плавного пуска; частотно-регулируемого привода; источников бесперебойного питания и др.), а также стохастической выработкой электроэнергии объектами ВИЭ.

При работе энергорайонов с РЭР в островном режиме или при питании нагрузки от резервных источников электроснабжения (РИСЭ) выбор мощности источников бесперебойного питания (ИБП) производится на основании расчетов нагрузок. Эти расчеты нередко выполняются со значительным запасом (двойное резервирование мощности нагрузки), что подтверждается результатами измерений, которые показывают, что фактическая средняя мощность меньше расчетной в 2,5–3,5 раза.

В данных условиях возможны нарушения электроснабжения потребителей по причине внесения ИБП, широко используемых на промышленных предприятиях, искажений в ПКЭ в сети внутреннего электроснабжения при питании от РЭР (РИСЭ). Это связано с тем, что фактическая загрузка ИБП, как правило, не превышает 30%, при этом коэффициент гармонических искажений по току (THDi) или «коэффициент искажения синусоидальности кривой тока» сильно зависит от загрузки ИБП, и чем она меньше, тем THDi больше. Кроме того, в островном режиме при малых величинах выработки объектами ВИЭ также наблюдаются значительные отклонения ПКЭ.

Величина THDi (о.е.) равна отношению действующего значения суммы гармонических составляющих к действующему значению основной составляющей переменного тока. Коэффициент THDi позволяет одним числом выразить степень искажений, влияющих на ток в любом узле нагрузки. Выявление источников искажений производится посредством проведения натурных измерений на входах и выходах различных цепей, позволяя отследить пути протекания гармонических составляющих.

Значения THDi и последствия его роста следующие:

– THDi<0,1 – нормальная обстановка, отсутствие сбоев в работе электрооборудования;

– 0,1<THDi<0,5 – значительное загрязнение сети гармониками с опасностью повышения температуры и необходимостью перехода на кабели большего сечения и РЭР (РИСЭ) большей мощности;

– THDi>0,5 – большая степень загрязнения сети гармониками, возможны отказы в работе электрооборудования и их отключения защитами, требуется установка фильтро-компенсирующих устройств.

Наличие в энергорайонах с РЭР большого количества недогруженных ИБП может приводить к существенному росту гармонических составляющих в токе, перегреву генераторов и их отключениям.

В сетях, где широко используется электротехническое оборудование с элементами силовой электроники, выявляются недопустимые отклонения напряжения, превышение допустимых значений коэффициента несимметрии напряжений по обратной и нулевой последовательности, а также гармонических составляющих напряжения и допустимых значений кратковременной и длительной дозы фликера [16].

Существенные отклонения ПКЭ ограничивают применение используемых методов цифровой обработки сигналов в устройствах РЗА, телемеханики, а также устройствах синхронизированных векторных измерений (УСВИ) и др., поэтому:

– целесообразен синтез алгоритмов цифровой обработки сигналов, позволяющих реализовать одновременную оценку сразу нескольких требуемых параметров измеряемых электрических величин;

– для обеспечения корректной работы цифровых устройств РЗА необходимо повышение быстродействия оценки параметров при достаточной их точности;

– эффективно применение статистических методов оценки на фоне случайных изменений параметров режима и воздействия искажающих факторов, обеспечивающих получение точных результатов за счет использования специальных стохастических процедур.

Оценка составляющих комплексного напряжения, частоты и скорости их изменения являются основой для определения видов и объемов УВ в устройствах противоаварийной автоматики, реализации алгоритмов в устройствах РЗА, УСВИ, приборах контроля ПКЭ и др. [17, 18].

Влияние РЭР на алгоритмы работы и параметры настройки устройств автоматики энергосистем

В сетях с РЭР в эксплуатации, как правило, одновременно находятся устройства автоматики энергосистем, например, устройства АВР, АЧР, автоматики ликвидации асинхронного режима (АЛАР), автоматического

ограничения снижения напряжения (АОСН), автоматического ограничения перегрузки оборудования (АОПО) [19]. Они предназначены для предотвращения возникновения и развития аварийных процессов, а также в целях максимально быстрого восстановления нормального режима.

Технологическое присоединение РЭР приводит к существенному изменению схемно-режимных ситуаций в сетях среднего и низкого напряжения, оказывая влияние на находящиеся в эксплуатации устройства автоматики энергосистем. Это относится как к корректности их работы, в соответствии с заданными алгоритмами, так и к правильности срабатывания – в соответствии с уставками, не допуская отказов, излишних и ложных срабатываний.

Это требует в обязательном порядке проведения анализа правильности ранее принятых технических решений по устройствам автоматики, установленным в распределительной сети. Дополнительно необходимо провести проверку согласованности алгоритмов работы и уставок находящихся в эксплуатации устройств автоматики и новых устройств автоматики, подлежащих вводу при технологическом присоединении РЭР.

Для этого необходимо выполнить соответствующий комплекс расчетов установившихся режимов и электромеханических переходных процессов. В отдельных случаях по результатам анализа схемно-режимных ситуаций может потребоваться установка дополнительных устройств автоматики для нормализации параметров режима и сохранения в работе максимально бóльшей части электроприемников потребителей.

Это связано с тем, что находящиеся в эксплуатации устройства автоматики, как правило, не имеют технических возможностей для распознавания режимных областей, адаптации алгоритмов работы к условиям текущего режима, выбора параметров срабатывания с учетом фактического технического состояния оборудования с целью полного использования его нагрузочной способности. Для устранения недостатков целесообразно использовать усовершенствованные алгоритмы линейного и секционного АВР, АЧР, АЛАР, АОСН и АОПО.

Важно, что в сетях с РЭЭ в ближайшие годы одной из главных причин развития аварий может стать не проведение своевременной корректировки алгоритмов работы и параметров настройки устройств автоматики, что вызовет их неправильные действия, включая некорректность функционирования в ряде не стандартных схемно-режимных ситуаций.

Перманентные изменения величины и направления мощности

В сетях среднего и низкого напряжения с РЭР являются нормально-допустимыми перманентные изменения величин и направлений мощности, что обусловлено динамическим изменением топологии сети (минимизация потерь; эксплуатационные цели), стохастической выработкой электроэнергии объектами ВИЭ и изменением электропотребления активных потребителей в течение суток. Анализ результатов расчетов токов КЗ в радиальных сетях с РЭР показывает, что величины токов КЗ и их направление существенно зависят от точки технологического присоединения РЭР, их вида и мощности.

В таких условиях может нарушиться система согласования устройств РЗА, и ранее установленная совокупность их уставок не будет гарантировать селективное функционирование при всех возможных повреждениях. Поэтому необходимо обеспечить, чтобы уставки устройств РЗА учитывали изменения топологии электрической сети, а также изменения в местоположении, виде, а также режиме работы (величине вырабатываемой мощности) всех РЭР. С учетом особенностей построения сетей с РЭР ее релейная защита, должна реагировать на повреждения, как в сетях внешнего, так и в сети внутреннего электроснабжения энергорайона. В первом случае РЗА должна обеспечивать надежное выделение энергорайона с РЭР от энергосистемы с требуемым быстродействием, исходя из особенностей РЭР и нагрузки. Во втором случае РЗА должна обеспечивать надежную локализацию повреждений в сети энергорайона, в том числе посредством его сегментации на субэнергорайоны (изолированные части), обеспечивая системами автоматического управления РЭР электроснабжение максимально возможного количества потребителей.

Как правило, при организации РЗА сеть делится на локальные зоны защиты, которые покрывают отдельные ее участки, включающие воздушные и кабельные линии, шины, трансформаторы, генераторы, нагрузку и другие элементы сети. Как показывают проведенные исследования, при подключении к сети энергорайона новых РЭР необходимы адекватные корректировки в настройках устройств РЗА. При выделении в островной режим могут возникать проблемные аспекты, связанные с селективностью РЗА (ложные и излишние срабатывания), а также с ее чувствительностью (не выявленные повреждения; не аппаратные отказы) и недостаточным быстродействием. Необходимо обеспечить требуемый уровень чувствительности, селективности и быстродействия и как в режиме параллельной работы с энергосистемой, так и в островном режиме.

В максимальной токовой защите (МТЗ), широко используемой в распределительных сетях, решение проблемы, связанной с включением РЭР, возможно за счет гибкой адаптации ее настроек по величине тока срабатывания в сочетании с функцией определения направления мощности КЗ. Адаптация настроек МТЗ может быть реализована посредством расчета параметров срабатывания в режиме on-line (динамически, в расчетной модели сети) или за счет переключения ранее выбранных групп уставок при изменении режима. Чем больше РЭР подключено к сети энергорайона, тем сложнее становится параметризация МТЗ, поскольку параметры токов КЗ существенно меняются.

Для учета направлений протекания и уровней токов КЗ необходимо применять в сетях цифровые устройств РЗА, которые обладают возможностью дистанционного изменения уставок в режиме on-line, без необходимости их вывода из работы и перезагрузки. Это связано с тем, что в течение суток необходимо периодически проверять (уточнять) параметры настройки устройств РЗА на соответствие текущей конфигурации и режиму работы распределительной сети.

Целесообразно создание адаптивной системы РЗА с современными коммуникациями, основанной на централизованной архитектуре, с централизованной (децентрализованной) системой автоматического расчета и изменения параметров настройки устройств РЗА в темпе процесса, в зависимости от схемно-режимных условий. Кроме того, необходима разработка и внедрение цифровых устройств РЗА, поддерживающих данную технологию, с одновременным решением вопросов кибербезопасности.

Важно отметить, что централизованный подход обладает и рядом недостатков, например, при повреждении центрального устройства РЗА происходит отказ в функционировании всей адаптивной системы [20].

Принципы построения автоматики управления режимами

Интеграция в сети среднего и низкого напряжения энергорайонов значительного количества РЭР, включая объекты ВИЭ, приводит к многообразию схемно-режимных ситуаций, невозможности визуального распознавания режимов и ручного управления ими, а также усложняет задачу управления режимами в связи с увеличением ее размерности.

Учитывая перспективы дальнейшего развития РЭР в России, включая микрогенерацию, распределительные сети должны стать лидерами в реализации проектов внедрения автоматики управления нормальными и аварийными режимами (АУНиАР) в сетях среднего напряжения.

Комплекс АУНиАР имеет иерархическую структуру и имеет локальный, координирующий и централизованный уровни реализации алгоритмов управления режимами.

Данные изменений параметров режима от УСВИ используются во всех алгоритмах АУНиАР. Задача оптимальной расстановки УСВИ в сетях энергорайонов с РЭР решается в процессе проектирования, с учетом требований по аппаратному и программному резервированию.

Алгоритмы АУНиАР реализуются в виде функций на единой программно-аппаратной платформе, предусматривающей аппаратное и программное резервирование.

Комплекс АУНиАР выполнен на бестерминальной основе на базе отечественных промышленных компьютеров со специализированным программным обеспечением российской разработки с протоколом обмена данных по МЭК 61850.

На первом этапе комплекс АУНиАР использует результаты off-line расчетов режимов с последующим возможным переходом на программно-аппаратные комплексы расчетов установившихся и переходных процессов в режиме on-line. Применение результатов off-line расчетов режимов требует проведения предварительного имитационного моделирования всех возможных режимов в различных схемно-режимных ситуациях в энергорайоне для выбора видов и объемов УВ, которые должны реализовываться непосредственно после идентификации текущего режима.

На нижнем уровне (уровень присоединений) целесообразно совмещение функций устройств РЗА с алгоритмами АУНиАР, что позволит существенно уменьшить количество отдельных устройств. Это также позволит за счет использования протокола обмена данных по МЭК 61850, осуществлять управление нормальными и аварийными режимами работы распределительных сетей в темпе процесса. Устройства нижнего уровня имеют одинаковую платформу, что позволяет изменять их функционал, алгоритмы работы и параметры настройки в процессе эксплуатации, без необходимости их аппаратной замены.

При наладке РЗА и АУНиАР используется кодогенератор управляющего программного обеспечения (ПО), который является основным инструментом построения логической части системы. Он позволяет создать логическую схему устройств нижнего уровня, проверить ее корректность, правильность взаимодействия со смежными устройствами, сгенерировать программный

код и конфигурационные файлы по МЭК 61850. Важной особенностью кодогенератора является поддержка распределенных вычислений и независимость генерируемого программного кода от операционной системы и процессора, применяемого в устройствах нижнего уровня. Кодогенератор является модульным расширяемым программным комплексом, позволяющим интегрировать устройства различных заводов-изготовителей и создавать на единой кодовой базе устройства различного функционального назначения.

Заключение

Технические характеристики РЭР обуславливают увеличение скорости протекания переходных процессов при возникновении возмущений, особенно в островном режиме, что требует повышения быстродействия пусковых органов устройств РЗА.

Применение в распределительных сетях с РЭР резервных защит с выдержками времени (ближнее и дальнее резервирование) не позволяет, как правило, обеспечить надежное функционирование РЭР и электроприемников потребителей, вследствие их отключения электрическими или технологическими защитами.

Для предотвращения аварий с массовым отключением электроприемников потребителей и РЭР необходимо применять быстродействующие устройства РЗА и высоковольтные выключатели с меньшим собственным временем отключения с целью снижения глубины и длительности провалов напряжения.

Необходима разработка новых принципов построения распределительных сетей для обеспечения возможности интеграции значительного количества разнородных РЭР, предусматривающих установку дополнительных коммутационных аппаратов (высоковольтных выключателей) в сетях среднего напряжения, а также пунктов автоматического секционирования сети (реклоузеров).

Требуется создание отечественных типовых устройств, позволяющих осуществлять свободную интеграцию новых участников (объектов микрогенерации) в сети 0,4 кВ, реализующих технологию plug-and-play.

Оценка параметров режима в устройствах РЗА должна производиться с применением методов цифровой обработки сигналов, устойчивых к существенным отклонениям показателей качества электроэнергии.

При технологическом присоединении РЭР необходимо в обязательном порядке проводить проверку, а, при необходимости, корректировку

существующих алгоритмов работы и параметров настройки устройств автоматики энергосистем, или осуществлять их замену.

В условиях значительных изменений режимов генерации и потребления в течение суток в распределительных сетях с РЭР необходимо внедрение систем автоматического расчета и изменения уставок устройств РЗА в темпе процесса, что требует применения устройств РЗА, поддерживающих данную технологию.

Автоматика управления нормальными и аварийными режимами распределительных сетей имеет иерархическую структуру построения и предусматривает наличие локального, координирующего и централизованного уровней управления.

Целесообразно совмещение функций РЗА с алгоритмами АУНиАР в устройствах нижнего уровня. Применяемые цифровые устройства РЗА должны обладать возможностью дистанционного изменения уставок в режиме on-line, без необходимости их вывода из работы и перезагрузки.

В качестве датчиков для устройств РЗА и АУНиАР следует использовать малогабаритных УСВИ, позволяющих на основе синхровекторов тока и напряжения рассчитывать необходимые параметры для каждого присоединения и энергорайона в целом.

Разработка АУНиАР выполнена на бестерминальной основе на базе отечественных промышленных компьютеров, специализированного программного обеспечения российской разработки с протоколом обмена данных по МЭК 61850.

В целях совершенствования АУНиАР требуется разработка отечественного программно-аппаратного комплекса, позволяющего проводить расчеты установившихся и переходных процессов в режиме on-line.

Литературы

1. Воропай, Н.И. Будущие электроэнергетические системы – тенденции и проблемы / Н.И. Воропай, А.Б. Осак // Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. 2015. № 4. С. 2–4.

2. Илюшин, П.В. Автоматика управления нормальными и аварийными режимами энергорайонов с распределенной генерацией: монография / П.В. Илюшин, А.Л. Куликов. – Нижний Новгород: НИУ РАНХиГС, 2019. – 364 с.

3. Брухис, Г.Л. Разработка и внедрение устройств автоматического ограничения перегрузки линий / Г.Л. Брухис, В.А. Воронин, Н.А. Горшкова и др. // Электрические станции. 2012. № 6. С. 36–42.

4. Илюшин, П.В. Анализ влияния распределенной генерации на алгоритмы работы и параметры настройки устройств автоматики энергосистем / П.В. Илюшин // Энергетик. 2018. № 7. С. 21–26.

5. Илюшин, П.В. Особенности реализации многопараметрической делительной автоматики в энергорайонах с объектами распределенной генерации / П.В. Илюшин // Релейная защита и автоматизация. 2018. № 2. С. 12–24.

6. Министерство энергетики Российской Федерации: Проект «Энергетическая стратегия России на период до 2035 года» [Электронный ресурс]. URL: https://minenergo.gov.ru/node/1920.

7. Илюшин, П.В. Анализ показателей надежности современных объектов распределенной генерации / П.В. Илюшин, В.О. Самойленко // Промышленная энергетика. 2019. № 1. С. 8–16.

8. Илюшин, П.В. Трансформация технических требований к устройствам РЗА в условиях массового внедрения распределенных источников энергии / П.В. Илюшин, А.Л. Куликов // Электроэнергия. Передача и распределение. 2020. № 2. С. 28–35.

9. Илюшин, П.В. Выбор управляющих воздействий противоаварийной автоматики в распределительных сетях для повышения надежности электроснабжения потребителей / П.В. Илюшин // Релейная защита и автоматизация. 2013. № 3. С. 74–81.

10. Илюшин, П.В. Требования к разгрузке при вынужденном отделении от сети электростанции с собственными нуждами и нагрузкой на напряжении 6–10 кВ / П.В. Илюшин // Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. 2011. № 6. С. 23–27.

11. Илюшин, П.В. Особенности реализации автоматики управления режимами энергорайонов с объектами распределительной генерации / П.В. Илюшин, А.Л. Куликов // Релейная защита и автоматизация. 2019. № 3. С. 32–40.

12. Илюшин, П.В. Анализ особенностей выбора устройств РЗА в распределительных сетях с собственными генерирующими объектами небольшой мощности / П.В. Илюшин // Электрические станции. 2017. № 9. С. 29–34.

13. Илюшин П.В. Комплексный подход к моделированию устройств РЗ и ПА, расчету уставок и анализу правильности их работы / П.В. Илюшин, Я.М. Королев, А.В. Симонов // Релейная защита и автоматизация. 2017. №3. С. 13–19.

14. Илюшин, П.В. Анализ обоснованности уставок устройств РЗА генерирующих установок с двигателями внутреннего сгорания на объектах распределенной генерации / П.В. Илюшин // Релейная защита и автоматизация. 2015. № 3. С. 24–29.

15. Илюшин, П.В. Подходы к формированию технических требований по участию объектов распределенной генерации в регулировании напряжения в энергосистеме / П.В. Илюшин, П.К. Березовский // Энергетик. 2019. №3. С.12–18.

16. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Введен в действие 01 июля 2014 года.

17. Куликов, А.Л. Статистические методы оценки параметров аварийного режима энергорайонов с объектами распределенной генерации / А.Л. Куликов, П.В. Илюшин // Электричество. 2019. № 5. С. 4–11.

18. Куликов, А.Л. Применение дискриминаторных методов для оценки параметров режима энергорайонов с объектами распределенной генерации / А.Л. Куликов, П.В. Илюшин, П.С. Пелевин // Электричество. 2019. № 7. С. 22–35.

19. Илюшин, П.В. Современные подходы к ликвидации асинхронных режимов объектов распределенной генерации с учетом их конструктивных особенностей / П.В. Илюшин, П.В. Чусовитин // Релейная защита и автоматизация. 2014. № 4. С. 16–23.

20. Куликов, А.Л. Принципы организации релейной защиты в микросетях с объектами распределенного генерирования электроэнергии / А.Л. Куликов, М.В. Шарыгин, П.В. Илюшин // Электрические станции. 2019. № 7. С. 50–56.

КЛАСТЕРНЫЙ ПОДХОД К КОНТРОЛЛИНГУ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

Колибаба В.И.,
д.э.н., профессор, заведующий кафедрой экономики и организации предприятия ИГЭУ имени В.И. Ленина

Морозова А.А.,
аспирант, ассистент кафедры экономики и организации предприятия ИГЭУ имени В.И. Ленина

Введение

В современной мировой экономике, наряду с усилением процессов глобализации, отмечается тенденция к регионализации хозяйства; регионы становятся самостоятельными участниками глобальных экономических отношений. Благодаря своему промежуточному положению между макро- и микроэкономическим уровнями, региональные мезоэкономические системы выступают в роли «проводников» и «усилителей» модернизационных изменений. В связи с этим, обеспечение конкурентоспособности регионов России становится приоритетной задачей и необходимым условием национальной экономической безопасности.

Как показывает опыт ведущих стран, кластерный подход представляет собой одну из наиболее перспективных управленческих технологий территориально-отраслевого развития регионов. Кластерные структуры электроэнергетического профиля могут стать важными точками роста региональной и национальной экономики, поскольку, во-первых, стимулируют инновационные процессы в сфере производства специализированного оборудования, энергосберегающих технологий и т.д.; во-вторых, обеспечивают взаимосвязи крупных промышленных предприятий, которые являются ведущими потребителями электроэнергии.

Необходимым элементом управления социально-экономической системой любого уровня в современных условиях является контроллинг. Необходимость выработки эффективного и комплексного подхода к контроллингу в территориальном электроэнергетическом кластере обосновывается потребностью в обоснованном целеполагании, принятии рациональных управленческих решений на основе обработки информации о функционировании кластера, мониторинге рыночной конъюнктуры и технологических

новшеств. Предпосылками такого подхода являются трактовка региона-кластера как квазикорпорации и опыт использования методов и инструментов контроллинга в корпоративном управлении.

Целью данного исследования является разработка комплексного подхода к контроллингу на уровне территориальных кластеров. Объектом исследования выступают территориальные электроэнергетические кластеры России; в качестве предмета исследования рассматриваются характеристики их операционной, инвестиционной и потребительской эффективности, а также эффективности менеджмента. Основными методами исследования являются модель Du Pont и концептуальная модель К. Уолша.

В порядке достижения цели исследования решаются следующие задачи.

1. Раскрываются особенности кластерного подхода как управленческой технологии территориально-отраслевого развития регионов, приводится краткий обзор опыта его применения в электроэнергетике.

2. Уточняется понятие контроллинга и его роль в обеспечении экономической безопасности территориальных образований.

3. Выделяются и характеризуются основные составляющие системы контроллинга, основное внимание при этом уделяется нормативно-правовому и методическому обеспечению.

4. Разрабатывается и применяется на примере территориальных электроэнергетических кластеров Российской Федерации комплексный подход к контроллингу.

1. Особенности кластерного подхода как управленческой технологии. Кластерный подход в электроэнергетике

Кластер как экономический феномен известен со времен ремесленного производства; однако, его осознание экономической наукой произошло значительно позднее. Теоретические предпосылки кластерного подхода усматриваются в работах А. Смита, Д. Рикардо, Ф. фон Тюнена, В. Лаунхардта, А. Вебера, Э. Гувера, А. Маршалла и др.

Ввод в экономику понятия «кластер», используемого рядом естественных и технических наук, часто приписывается М. Портеру. Однако, данный термин употреблялся для обозначения скопления предприятий в пространстве рядом более ранних исследователей: А. Горкиным и Л. Смирнягиным, К. Фредрикссоном и Л. Линдмарком, Х.Р. Лассуэном, С. Чамански и

Л. де Абласом (1970-е гг.). Распространено мнение, что термин «кластер» заимствован экономистами из области математики или информатики. Однако, как отмечает Г.Д. Боуш, кластеризация в экономике имеет иную онтологию и опирается на объективные процессы, в отличие от абстрактного процесса группировки однородных объектов, применяемого когнитивными научными дисциплинами [3, с. 50].

В экономической литературе отмечается множественность подходов к концептуализации понятия «кластер». Наиболее широко признанными и цитируемыми являются варианты определения кластера, предложенные М. Портером. Согласно одному из них, кластер представляет собой «группу географически соседствующих взаимосвязанных компаний и связанных с их деятельностью организаций, действующих в определенной сфере, характеризующихся общностью деятельности и взаимно дополняющих друг друга» [2, с. 13].

М. Портер стал основоположником кластерного подхода как синтетического направления экономической науки. Ему принадлежит заслуга систематизации различных направлений исследований пространственного экономического развития. Проблемное поле кластерного подхода составляют вопросы конкурентоспособности, анализ и разработка национальной промышленной политики и политики территориального развития, инновационные аспекты деятельности хозяйствующих субъектов и сетевого взаимодействия [7, с. 26].

В настоящее время отмечается повышение интереса к исследованию кластерного подхода с учетом специфики конкретных отраслей, в том числе электроэнергетики.

Энергетический сектор традиционно является ключевым для экономики государства, что актуализирует задачу его инновационного развития. Однако на сегодняшний день в топливно-энергетическом комплексе Российской Федерации преобладают крупные вертикально-интегрированные структуры, что препятствует его планомерному и эффективному развитию и ставит задачу разработки альтернативной модели, каковой может служить кластерный подход [16, с. 56].

Ряд отечественных исследователей (О.Е. Иванова, А.Р. Садриев, Н.Н. Сергеев и др.) отмечают, что компании электроэнергетики, традиционно рассматриваемой как обеспечивающая, инфраструктурная отрасль, могут играть роль точек экономического роста. Во-первых, энергокомпании являются крупными потребителями специализированного инжинирингового

оборудования, комплексных сервисных услуг, квалифицированных кадров и научных разработок, тем самым стимулируя развитие соответствующих сфер деятельности [14, с. 16–17]. Во-вторых, энергетическая инфраструктура обеспечивает взаимосвязи крупных промышленных производителей, которые являются ключевыми потребителями электроэнергии; способствует повышению эффективности их деятельности за счет качественного и бесперебойного обеспечения энергетическими ресурсами, что обусловливает снижение себестоимости конечного продукта товаропроизводителей [16, с. 57; 6, с. 138].

Предпосылкой применения кластерного подхода в российской электроэнергетике является наличие значительного зарубежного опыта. Так, начало развитию кластерного подхода в энергетической отрасли на территории Европы было положено в середине XX в. В 1948 г. был основан кластер Danish Lighting Center (Дания), специализирующийся на производстве осветительного оборудования и электрооборудования. Среди стран с наиболее длительной историей развития энергетических кластеров также стоит выделить Испанию и Великобританию (с 1960-х гг.), а также Италию и Швецию (с 1980-х гг.).

На основе поискового запроса “energy clusters” на сайте European Cluster Collaboration Platform (ECCP) [1] были отобраны 111 кластеров, специализирующихся на деятельности в области энергетики. Около 27% данных кластеров являются чисто энергетическими; 73% кластеров, помимо энергокомпаний, включают в себя предприятия других секторов экономики, таких как экологические услуги, деловые услуги, образование и генерация знаний. Странами-лидерами по количеству энергетических кластеров являются Испания (19 кластеров), Германия (12 кластеров), Франция (10 кластеров) и Норвегия (6 кластеров).

Зарубежный опыт создания кластеров в энергетике (в первую очередь, опыт Испании) исследуется А.Р. Садриевым. В различных аспектах энергетические кластеры рассматриваются также в работах Н.Н. Сергеева, С.Н. Михайлова, А.А. Балябиной, А.А. Батталовой, К.М. Балковой, Р.А. Тимофеева, А.В. Абрамовой, И.Г. Ахметовой, О.И. Ивановой, Ю.В. Вылгиной, В.И. Колибабы и др.

Исследователи отмечают, что успешная имплементация зарубежного опыта реализации кластерных проектов в электроэнергетике на территории Российской Федерации требует преодоления проблем объективного характера (таких как недостаточное стимулирование малого предпринимательства в производственной и научно-технической сфере; недостаточное развитие инфраструктуры, обеспечивающей создание и трансфер передовых производственных технологий; отсутствие системного подхода к

развитию смежных отраслей и др.), а также восполнения пробелов нормативно-правового и теоретико-методологического характера (так, отсутствует единая общепринятая модель создания энергетического кластера для эффективного развития региона) [6, с. 137, 139].

Практико-ориентированный характер кластерного подхода позволяет рассматривать его не только как научное направление, но и как управленческую технологию, субъектами которой являются, с одной стороны, разнородные организации – резиденты кластера; с другой стороны, управляющие структуры, например, органы власти и специализированные институты кластерного развития.

Кластерный подход как управленческая технология субъектов кластера, на наш взгляд, заключается в следующем.

1. Формирование «зародышей» кластеров.

2. Мониторинг изменений рыночной и технологической среды с целью обеспечения своевременной трансформации кластера.

3. Сосредоточенность на одном направлении деятельности (нескольких смежных направлениях) при одновременном развитии связей с другими субъектами, в том числе государственными, научными, образовательными, финансовыми и др. институтами.

Кластерный подход как технология управляющих структур включает следующие элементы.

1. Обеспечение благоприятных условий среды для зарождения кластеров; формирование «зародышей» кластеров.

2. Обеспечение взаимосвязи целей кластерного развития с экономической политикой региона, стратегическими целями его социально-экономического развития, бюджетным планированием.

3. Поддержка формирования специализированной кластерной инфраструктуры, а также малых и средних предприятий как основных генераторов инноваций на основе специфических инструментов (например, государственные программы).

Таким образом, необходимыми условиями реализации кластерного подхода как управленческой технологии являются обоснованное целеполагание, принятие рациональных управленческих решений на основе обработки информации о функционировании кластера и развитии отрасли, а также мониторинг рыночной конъюнктуры и технологических новшеств. Вышесказанное обусловливает потребность во внедрении в практику управления кластерными образованиями методов и инструментов контроллинга.

2. Контроллинг в обеспечении экономической безопасности территориальных электроэнергетических кластеров

Современный этап развития концепции контроллинга характеризуется его рассмотрением на микро-, мезо- и макроуровне. В частности, Н.Г. Данилочкина выделяет 3 системы контроллинга: внутрикорпоративную, региональную и федеральную. На возможность и целесообразность применения контроллинга в управлении мезоэкономическими объектами указывают также такие авторы, как: Н.А. Хилько, А.А. Баликоев, В.Ф. Палий, С.А. Чернявская, А.А. Еромоленко, О.С. Пчелинцев, Л.Н. Сафиуллин, М.Р. Сафиуллин, А.М. Туфетулов, Т.В. Стожарова. Территориальный аспект контроллинга раскрывается в работах Н.Г. Данилочкиной, С.Н. Бунчука и др. Ю.П. Анискин, Ю.П. Павлова, О.А. Дедов признают необходимость использования инструментов контроллинга в системе управления экономической безопасностью региона. Концептуальные основы контроллинга экономической безопасности региона рассматривает Н.А. Казакова. Роль системы контроллинга в обеспечении экономической безопасности региона, принципы построения региональной системы контроллинга исследуются А.С. Тамакчи. Методам контроллинга формирования и развития территориальных научно-промышленных кластеров (ТНПК), к числу которых можно отнести и электроэнергетические кластеры, посвящены работы А.Э. Заенчковского.

Предпосылками имплементации методов и инструментов контроллинга в систему управления территориальными образованиями выступают, во-первых, трактовка региона-кластера как квазикорпорации; во-вторых, наличие опыта использования контроллинга на внутрикорпоративном уровне [19, с. 53].

Анализ и обобщение трактовок контроллинга в экономической литературе позволил нам выделить по крайней мере 5 подходов к его определению: a) философский подход: контроллинг как «механизм преобразования и координации информации субъективного и машинного происхождения» [15, с. 73]; b) системный подход: контроллинг как система (подсистема или надсистема системы менеджмента); c) процессный подход (контроллинг как заключительный этап цикла управления бизнес-процессами; отсутствие данного этапа у большинства российских компаний электроэнергетики актуализирует проблему развития процессного управления в отрасли) [10, с. 39]; d) инструментальный подход (контроллинг как инструмент комплексного управления, стратегического и оперативного анализа); e) управленческий

подход (контроллинг как «механизм искусства экономического управления» [11, с. 48], как «философия и образ мышления руководителей, ориентированные на эффективное использование ресурсов предприятия в долгосрочной перспективе» [13, с. 91–92]). Контроллинг также рассматривается как одно из направлений экономической науки и образовательная дисциплина.

Сущность контроллинга проявляется в его цели, задачах, объекте и предмете, функциях.

В качестве главной цели контроллинга А. Дайле определяется поддержание баланса между ростом, развитием и прибылью на основе оптимизации затрат в кратко- и долгосрочной перспективе.

Основными задачами контроллинга являются: a) поддержка управленческих решений путем обеспечения информацией топ-менеджмента, руководителей и специалистов функциональных подразделений; b) выявление и нейтрализация негативных явлений в деятельности организации, неустранимых в рамках традиционных функциональных подсистем управления; c) обеспечение конкурентных преимуществ за счет стратегического менеджмента [10, с. 39–40].

Объект контроллинга определяется как затраты и центры ответственности (Н.Г. Данилочкина), организационные изменения (О.А. Романова и Л.А. Малышева), организационная система (А.М. Карминский, С.Г. Фалько и др.). В качестве предмета контроллинга выделяют: функции управления (А.М. Карминский), управленческий учет (Н.Г. Данилочкина), процесс управления предприятием (Л.В. Попова).

Основными функциями контроллинга являются: планирование, анализ, контроль, координация, мониторинг, информационное обеспечение.

Сочетание методов и инструментов контроллинга и кластерного подхода обосновано в научной литературе. А.С. Тамакчи отмечает, что, в связи со спецификой каждой отрасли, вывод универсального набора показателей регионального контроллинга представляется затруднительным. Влияние различных параметров на экономическую безопасность дифференцированно, поэтому требуется установление их иерархии [20, с. 51–52]. Реализация кластерного подхода, по нашему мнению, может обеспечить решение отмеченной проблемы, поскольку состав региональных кластеров становится основанием для формирования иерархии параметров. В другой работе отмечается, что учет пространственной организации региональной

экономики определяет необходимость использования потенциала контроллинга для выявления очагов опережающего развития, депрессивных зон, возможностей трансформации территориальной организации экономики [17, с. 53]. Таким образом, реализация контроллинга, в свою очередь, служит целям кластерного подхода.

А.Э. Заенчковский, рассматривая территориальные научно-производственные кластеры (ТНПК), выделяет такие их свойства, как многообразие связей между резидентами, их хозяйственная самостоятельность, свойственные V и VI технологическим укладам потоки слабо формализованной информации. Перечисленные свойства определяют особое требование к системе управления кластером, которое заключается в том, что данная система должна обеспечивать поддержку принятия управленческих решений. Исследователь определяет 4 основные группы решений: a) формирование кластера и адаптация состава его участников; b) оценка значимости кластера для экономики региона локализации и соответствующей отрасли промышленности в масштабах национальной экономики; c) разработка и реализация мероприятий по развитию кластера; d) оценка эффективности функционирования кластера. Для реализации перечисленных функций систему управления ТНПК рекомендуется создавать на основе принципов контроллинга. А.Э. Заенчковский определяет контроллинг применительно к территориальным кластерам как «современную концепцию управления сложными экономическими системами, которая предполагает тесную координацию всех составляющих управленческих процессов предприятий и учреждений, входящих в состав кластера». По мнению исследователя, некоторые исторические аспекты трансформации кластерных инициатив и концепции контроллинга свидетельствуют о наличии объективных предпосылок применения контроллинга для поддержки принятия решений при обеспечении комплексного процесса развития ТНПК [5, с. 13].

Таким образом, как кластерный подход, так и контроллинг как концепция управления социально-экономическими системами направлены на обеспечение реализации стратегических и оперативных целей, связанных с экономической безопасностью и устойчивым развитием территориальных образований. Также, отмеченное выше наличие в кластерных единицах системы управления позволяет выделить в ней в качестве подсистемы систему контроллинга.

3. Система контроллинга в территориальном электроэнергетическом кластере

Наиболее распространенным среди подходов к исследованию контроллинга является системный подход, в рамках которого рассматривается система контроллинга в корпорации, представляющая собой подсистему в рамках общей системы управления стоимостью бизнеса. Она обладает как общими признаками (множественность взаимосвязанных элементов; возможность декомпозиции на подсистемы, которые можно изучать самостоятельно), так и специфическими признаками (стохастический характер изменения показателей, связь со сложной организационной структурой энергокомпании, большой объем потоков информации) [10, с. 39–40]. Некоторые исследователи, например, О.А. Романова и Л.А. Малышева, понимают контроллинг не как подсистему, а как надсистему менеджмента [13, с. 92].

Система контроллинга на мезоэкономическом уровне определяется как «составная часть организационной структуры и единство различных подсистем управления региональной экономикой (учета, анализа, контроля, планирования, информационного обеспечения)» [8, с. 1180]. Рассмотрим идеальную модель системы контроллинга в территориальном электроэнергетическом кластере с точки зрения ее основных параметров.

1. *Участники.* Функцию контроллинга в территориальном кластере могут осуществлять специализированные подразделения региональных органов государственного управления (департаменты контроллинга); а также некоммерческие организации – центры контроллинга кластера (ЦКК), выполняющие функции мониторинга и организационной поддержки развития кластера [18, с. 125; 14, с. 23].

2. *Методическое обеспечение.* Метод, согласно определению В.В. Ковалева, представляет собой способ достижения цели и состоит из совокупности приемов теоретического и практического познания объекта. Методы находят свое практическое выражение в совокупности конкретных инструментов [11, с. 49]. А.И. Орлов уточняет соотношение понятий «метод» и «инструмент», выделяя этап постановки задачи, который связывается с термином «метод», и этап решения задачи с помощью того или иного алгоритма, т.е. «инструмента» [12, с. 691].

С целью упорядочения всего многообразия методов и инструментов контроллинга применяется их классификация по различным основаниям. Таковыми могут служить: назначение / временной период (разделение на

стратегический и оперативный контроллинг) (Д. Хан, Х. Фольмут), функциональная область деятельности (А.М. Карминский), функции управления (Д. Хан), степень формализованности (Д.А. Баталов, М.С, Рыбянцева), связь с определенной концепцией контроллинга (О.А. Романова и Л.А. Малышева), выделение математических и инструментальных методов (А.И. Орлов).

С учетом целей нашего исследования, можно также предложить такие группы методов и инструментов, как: a) используемые на этапе проектирования системы контроллинга и b) обеспечивающие ее функционирование.

Среди основных методов проектирования системы контроллинга в территориальном образовании назовем: i) методы оценки темпов регионального развития; ii) методы целеполагания; iii) методы календарного планирования; iv) методы экспертной оценки; v) методы многомерного статистического анализа; vi) методы оценки эффективности инвестиционных проектов в сфере электроэнергетики; vii) методы оценки рисков; viii) методы экономико-математического моделирования.

Среди методов, обеспечивающих функционирование системы контроллинга территориального электроэнергетического кластера, наиболее релевантными нам представляются следующие: i) реинжиниринг бизнес-процессов; ii) системный анализ; iii) системы показателей (напр., DuPont, ZVEI, RL, BSC); iv) мониторинг; v) бюджетирование; vi) ключевые показатели эффективности (КПЭ).

В качестве комментария добавим, что основными КПЭ в компаниях электроэнергетики являются: консолидированная прибыль по операционной деятельности (EBITDA), консолидированный чистый долг / EBITDA, выполнение плана мероприятий по снижению дебиторской задолженности, отсутствие роста крупных аварий, консолидированный чистый денежный поток, снижение удельных операционных расходов, увеличение загрузки мощности электросетевого оборудования, уровень потерь электроэнергии [10, с. 41].

3. *Нормативно-правовое обеспечение.* Эффективность практического применения разработок в области кластерного подхода и контроллинга территориально-отраслевых образований в значительной степени определяется соответствующим нормативно-правовым обеспечением. В связи с новизной объекта исследования, мы отдельно рассматривали нормативно-правовое обеспечение кластерной политики в сфере электроэнергетики и формирования систем контроллинга. Были сделаны следующие выводы.

– В законодательных и подзаконных актах Российской Федерации кластерной политике уделяется значительное внимание, однако большая часть связанных с ней норм носит декларативный характер. Существует потребность в четкой законодательной концептуализации кластера, классификации кластерных образований, определении инструментов кластерной политики на основе научных подходов.

– Предприятия электроэнергетики рассматриваются в контексте кластерной политики Российской Федерации скорее как обеспечивающие инфраструктурные элементы, нежели как потенциальные точки экономического роста.

– Использование в стратегическом планировании экономического развития на всех уровнях такого инструмента, как системы показателей, а также применение программного метода бюджетирования могут рассматриваться как исходный элемент для формирования систем контроллинга территориальных кластеров.

На основе анализа действующего законодательства, а также работ отечественных исследователей был определен состав документов, формирующих нормативно-правовое обеспечение системы контроллинга территориального электроэнергетического кластера: a) стратегия и долгосрочный прогноз социально-экономического развития субъекта Российской Федерации; b) региональные административные регламенты по контроллингу; c) региональные стандарты контроллинга; d) формы управленческой отчетности по контролю экономической безопасности региона; e) комплексные региональные программы энерго- и ресурсосбережения; f) комплексная политика энергосбережения резидентов кластера.

4. *Информационное обеспечение.* Основным рабочим материалом, с которым имеет дело контроллинг, является информация. Контроллинг использует разнородную учетную и внеучетную информацию, преобразуя ее в управленческую информацию.

5. *Программно-техническое обеспечение.* Обеспечение функций планирования, координации, мониторинга и контроля развития электроэнергетических кластеров предполагает организацию, обработку и анализ многочисленных и объемных информационных потоков. Этим обусловлена значимость построения системы поддержки принятия решений (СППР) как важнейшей составляющей системы контроллинга. А.Э. Заенчковский выделяет 4 уровня контроллинга информационных процессов в ТНПК: a) Контроллинг контента. Примеры ПО: Project Expert, Microsoft Project,

Open Plan Professional, Primavera, Business Engine, Spider Project. b) Контроллинг приложений. Может реализовываться с помощью систем типа B2B, B2C, B2G, G2C и G2G. c) Контроллинг процессов. Рекомендуемые технологии: multiCAD, PDM, multiCAM. d) Контроллинг информационной интеграции кластера и организаций его инфраструктуры [5, с. 33–34].

6. *Финансовое обеспечение* системы контроллинга в территориальном электроэнергетическом кластере составляют средства энергокомпаний, а также бюджетные средства, которые, исходя из определения региональной экономической безопасности, находятся с ней в тесной взаимосвязи. В качестве механизма выделения бюджетных средств на цели проектирования и формирования систем контроллинга в территориальных кластерах может рассматриваться программное бюджетирование.

4. Комплексный подход к контроллингу в территориальных электроэнергетических кластерах

Методическое обеспечение системы контроллинга является одной из ее наиболее динамичных составляющих, требующих постоянного совершенствования и адаптации к новым видам управляемых систем (например, кластер), и представляет наибольший интерес с точки зрения экономической науки.

Предлагаемый в данной работе комплексный подход к контроллингу предполагает расчет 4-х групп показателей: a) показатели операционной эффективности; b) показатели инвестиционной эффективности; c) показатели потребительской эффективности; d) показатели эффективности менеджмента. Показатели (см. табл. 1, 2) рассчитываются за период 2017–2019 гг. на примере двух укрупненных электроэнергетических кластеров на территории Российской Федерации:

1) сетевая инфраструктура Центрального федерального округа: включая энергокомпании ПАО «МОЭСК», ПАО «МРСК Центра» и филиалы ПАО «МРСК Центра и Приволжья» – «Владимирэнерго», «Ивэнерго», «Калугаэнерго», «Рязаньэнерго», «Тулэнерго» (далее – Кластер 1);

2) электростанции Уральского федерального округа «Сургутская ГРЭС-1», «Троицкая ГРЭС», «Серовская ГРЭС», входящие в состав ПАО «ОГК-2» (далее – Кластер 2).

Таблица 1

Комплексный подход к контроллингу в электроэнергетическом кластере 1

Наименование показателя	2019	2018	2017
1. Операционная эффективность			
Рентабельность продаж (ROS), %	11,30	10,70	9,66
Без учета Москвы и МО, %	9,95	10,64	11,97
в т. ч.:			
ПАО «МОЭСК»	12,50	10,76	7,49
ПАО «МРСК Центра»	8,09	8,23	10,81
ПАО «МРСК «Центра и Приволжья» (филиалы)	13,55	15,40	14,25
Среднеотраслевое значение, %*	13,20	12,50	11,70
2. Инвестиционная эффективность			
Рентабельность активов (ROA), %	3,40	3,43	2,83
Без учета Москвы и МО, %	3,90	5,07	5,96
в т. ч.:			
ПАО «МОЭСК»	3,14	2,60	1,28
ПАО «МРСК Центра»	0,95	1,82	3,78
ПАО «МРСК «Центра и Приволжья» (филиалы)	10,52	12,68	11,34
Среднеотраслевое значение, %*	5,90	5,00	4,80
Рентабельность собственного капитала (ROE), %			
в т. ч.:			
ПАО «МОЭСК»	3,44	2,13	1,40
ПАО «МРСК Центра»	0,37	2,42	3,51
ПАО «МРСК «Центра и Приволжья»	7,77	14,48	19,20
Рекомендуемое значение, %**			
Рентабельность инвестированного капитала (ROIC), %			
в т. ч.:			
ПАО «МОЭСК»	4,15	3,33	2,77
ПАО «МРСК Центра»	3,36	4,79	6,03
ПАО «МРСК «Центра и Приволжья»	7,73	12,20	14,39
3. Потребительская эффективность			
КИУМ, %	-	-	-
4. Эффективность менеджмента			
Показатель сбалансированного роста по К. Уолшу, о. е.			
в т. ч.:			
ПАО «МОЭСК»	11,8372	2,5068	1,8039
ПАО «МРСК Центра»	1,8811	2,6888	2,1454
ПАО «МРСК «Центра и Приволжья»	6,8621	9,1078	2,9321

*Среднеотраслевые значения показателей рентабельности приняты в соответствии с приложениями к Приказу ФНС России от 30.05.2007 № ММ-3-06/333@ «Об утверждении концепции системы планирования выездных налоговых проверок» [9].

Таблица 2

Комплексный подход к контроллингу в электроэнергетическом кластере 2

Наименование показателя	2019	2018	2017
1. Операционная эффективность			
Рентабельность продаж (ROS), %	21,73	18,95	20,52
в т. ч.:			
Сургутская ГРЭС-1	13,07	8,29	9,86
Троицкая ГРЭС	32,74	34,19	38,11
Серовская ГРЭС	29,82	22,92	23,70
Среднеотраслевое значение, %*	13,20	12,50	11,70
2. Инвестиционная эффективность			
Рентабельность активов (ROA), %	12,33	7,40	8,77
в т. ч.:			
Сургутская ГРЭС-1	64,44	42,12	59,38
Троицкая ГРЭС	7,31	6,14	6,12
Серовская ГРЭС	11,16	1,58	3,43
Среднеотраслевое значение, %*	5,90	5,00	4,80
Рентабельность собственного капитала (ROE), %			
в т. ч.:			
ПАО «ОГК-2»	8,80	8,92	5,68
Рекомендуемое значение, %**	> 5,00%	> 5,00%	> 5,00%
Рентабельность инвестированного капитала (ROIC), %			
в т. ч.:			
ПАО «ОГК-2»	8,33	8,40	6,34
3. Потребительская эффективность			
КИУМ, %			
в т. ч.:			
Сургутская ГРЭС-1	63,90	64,90	70,80
Троицкая ГРЭС	10,50	12,10	13,70
Серовская ГРЭС	72,00	75,50	42,20
4. Эффективность менеджмента			
Показатель сбалансированного роста по К. Уолшу, о. е.			
в т. ч.			
ПАО «ОГК-2»	(6,6299)	33,8494	5,2556

*Среднеотраслевые значения показателей рентабельности приняты в соответствии с приложениями к Приказу ФНС России от 30.05.2007 № ММ-3-06/333@ «Об утверждении концепции системы планирования выездных налоговых проверок» [9].

**В соответствии с нормативами компании.

1. *Операционная эффективность* оценивается на основе показателя рентабельности продаж (ROS). По Кластеру 1 отмечается устойчивое повышение показателя в рассматриваемом периоде: за 2019 г. ROS составила 11,30% против 9,66% в 2017 г. Однако, отдельный расчет показателя по кластеру без учета г. Москва и Московской области выявляет обратную тенденцию (9,95% против 11,97%), обусловленную значительным ростом себестоимости продаж в энергокомпаниях «МРСК Центра» и «МРСК Центра и Приволжья». Таким образом, общий положительный тренд был сформирован за счет столичного региона. Основными факторами роста себестоимости послужили такие статьи неподконтрольных затрат, как: a) компенсация потерь электроэнергии вследствие повышения средневзвешенных нерегулируемых цен на ОРЭМ; b) затраты на услуги распределительных ТСО вследствие повышения индивидуальных тарифов на их услуги; c) затраты на услуги ПАО ФСК ЕЭС; d) увеличение начисленной амортизации вследствие ввода в эксплуатацию новых объектов основных средств.

В Кластере 2 показатель ROS в 2019 г. увеличился до 21,73% против 20,52% в 2017 г. Положительная тенденция обусловлена превышением темпов роста прибыли от продаж над ростом выручки (7,58% против 1,57%).

Интерес представляет сравнение фактических показателей рентабельности со среднеотраслевыми. По Кластеру 1 показатель ROS в рассматриваемом периоде складывался ниже среднего значения (среднее отклонение составило порядка 2 п. п.). Кроме отмеченных выше негативных тенденций, на наш взгляд, разрыв может быть обусловлен слишком укрупненным подходом к расчету среднеотраслевых значений, не отражающим тенденций в конкретных секторах. По Кластеру 2 наблюдается существенное превышение среднего по отрасли.

2. В составе показателей *инвестиционной эффективности* рассматриваются 3 частные характеристики рентабельности инвестиций (ROI): рентабельность активов (ROA), рентабельность собственного капитала (ROE), рентабельность инвестированного капитала (ROIC).

Тенденции изменения данных показателей во многом схожи с наблюдаемыми по показателю рентабельности продаж. Так, показатель ROA по Кластеру 1 в целом увеличился до 3,43% в 2018 г. против 2,83% в 2017 г., и в 2019 г. остался приблизительно на том же уровне. Однако, без учета столичного региона тренд носит характер снижения до 3,90% в 2019 г. против 5,96% в 2017 г. Причиной снижения ROA послужил отмеченный выше рост себестоимости, обусловивший падение прибыли при одновременном росте стоимости активов (на 4,08% по кластеру в целом и на 6,63% без учета Москвы и Московской области).

Показатель ROA по Кластеру 2 в 2019 г. составил 12,33% против 8,77% в 2017 г. Отметим, что наряду с положительной тенденцией роста налогооблагаемой прибыли (на 37,69% за период) имело место сокращение активов электростанций на 3,85% за период.

Соотношение ROA по кластерам со среднеотраслевыми значениями имеет в целом те же особенности, что и по показателю ROS.

Показатели рентабельности собственного капитала и рентабельности инвестированного капитала, исходя из их специфики, рассчитываются в целом по крупнейшим энергокомпаниям, представленным в рассматриваемых кластерах.

В Кластере 1 наблюдается устойчивый рост показателей ROE и ROIC по компании ПАО «МОЭСК»: в 2019 г. рентабельность собственного капитала составила 3,44% против 1,40% в 2017 г.; рентабельность инвестированного капитала – 4,15% против 2,77% в 2017 г. Повышение ROE и ROIC произошло за счет существенного роста чистой прибыли компании (на 147,40% с 2019 г. по 2017 г.), которое, в свою очередь, было обусловлено ростом объема продаж (на 8,82% с 2019 г. по 2017 г.).

По компаниям ПАО «МРСК Центра» и ПАО «МРСК Центра и Приволжья» наблюдается обратная тенденция: показатель ROE в 2019 г. составил 0,37% и 7,77% соответственно против 3,51% и 19,20% соответственно в 2017 г. Помимо роста себестоимости продаж, на снижение чистой прибыли по ПАО «МРСК Центра и Приволжья» влияние оказал рост прочих расходов (на 4,20% за период).

По ПАО «ОГК-2» (Кластер 2) рентабельность собственного капитала в 2018 г. увеличилась до 8,92% против 5,68% в 2017 г. и осталась приблизительно на том же уровне до конца периода (отметим, что компания устанавливает норматив по ROE в размере не менее 5,00%). Сходная тенденция наблюдается и по позиции рентабельности инвестированного капитала (рост до 8,40% в 2018 г. против 6,34% в 2017 г.).

3. В качестве ключевого индикатора *потребительской эффективности* используется коэффициент использования установленной мощности (КИУМ).

Данный показатель, являющийся специфическим для генерирующих компаний, рассчитывался для Кластера 2. Отмечается снижение КИУМ по Сургутской ГРЭС-1 (до 63,90% в 2019 г. против 70,80% в 2017 г.) и по Троицкой ГРЭС (10,50% против 13,70%). Серовская ГРЭС в целом за период повысила показатель до 72,00% с 42,20% за счет ввода новых объектов ДПМ.

4. Оценка *эффективности менеджмента* осуществляется на основе концептуальной модели К. Уолша. Данная модель рассматривает сбалансированное движение ограниченного числа главных финансовых коэффициентов (коэффициент «Нераспределенная прибыль / Выручка», темп роста выручки, коэффициент «Оборотные активы / Выручка», которые служат для выражения целей бизнеса и его стандартов и определяют стоимость компании. Модель предусматривает расчет интегрированного показателя (E), который фиксирует темпы роста денежного потока, и, следовательно, роста стоимости компании. Согласно модели К. Уолша, при $E = 1$ поток денежных средств нейтрален, при $E > 1$ положителен, при $E < 1$ отрицателен [4, с. 81–82].

В компаниях Кластера 1 по всем годам рассматриваемого периода сложился положительный денежный поток; существенный прирост показателя E наблюдается у ПАО «МОЭСК» (до 11,8372 в 2019 г. против 1,8039 в 2017 г.), а также ПАО «МРСК Центра и Приволжья» (до 6,8621 против 2,9321).

По ПАО «ОГК-2» (Кластер 2) в 2019 г. показатель E принял отрицательное значение в размере 6,6299, что было связано с падением объема продаж. В 2018 и 2017 гг. показатель принимал значения 33,8494 и 5,2556 соответственно.

Расчет показателя К. Уолша на примере электроэнергетических кластеров демонстрирует как преимущества модели (позволяет оценить сбалансированность ключевых параметров роста), так и ее ограниченность, на которую указывает и автор модели, рекомендуя использовать дополнительные локальные показатели. В частности, рост показателя E по компании ПАО «МРСК Центра и Приволжья» произошел за счет коэффициента «Оборотные активы / Выручка», который, в свою очередь, был обусловлен таким негативным фактором, как рост дебиторской задолженности (на 32,74% за период).

Применение кластерного подхода к контроллингу позволяет выявить тенденции, связанные не только с сильными и слабыми сторонами конкретной энергокомпании, но и с социально-экономическими особенностями той или иной территории. Отметим также, что в условиях пандемии COVID-19 усиливаются тенденции к деглобализации и регионализации хозяйства, что позволяет выделить оценку соответствующих последствий для развития территориально-отраслевых образований в качестве направления дальнейших исследований.

Заключение

Кластерный подход оценивается авторами как перспективная альтернативная модель развития российской электроэнергетики. Предпосылкой его применения является значительный опыт ведущих стран. На территории Европы кластерный подход в энергетике развивается с 1948 г., на сегодняшний день лидерами в данном отношении являются Испания, Германия, Франция и Норвегия. Успешная имплементация зарубежного опыта требует разрешения проблем объективного, нормативно-правового и теоретико-методологического характера.

Практико-ориентированный характер кластерного подхода, по мнению авторов, позволяет рассматривать его как управленческую технологию. Со стороны организаций – резидентов кластера, ее ключевыми элементами являются: a) формирование «зародышей» кластеров; b) мониторинг рыночной и технологической среды; c) сосредоточение на ограниченном количестве направлений при одновременном развитии связей с другими субъектами. Деятельность управляющих структур кластера включает: a) создание благоприятной среды для зарождения кластеров; b) координацию целей кластерного развития с экономической политикой региона, региональным планированием; c) поддержка специализированной инфраструктуры, малых и средних инновационных предприятий. Эффективная реализация перечисленных функций обеспечивается внедрением в практику управления кластерами методов и инструментов контроллинга.

Рассмотрение контроллинга на мезоуровне характерно для современного этапа его развития и исходит из трактовки региона как квазикорпорации и опыта использования методов и инструментов контроллинга в корпоративном управлении.

Авторами рассматривались ключевые параметры системы контроллинга в территориальном электроэнергетическом кластере, при этом основное внимание уделялось нормативно-правовому и методическому обеспечению.

Методическое обеспечение проектирования системы составляют методы оценки регионального развития, целеполагания, календарного планирования, экспертной оценки, многомерного статистического анализа, оценки инвестиционных проектов, оценки рисков, моделирования. Функционирование системы обеспечивают методы: реинжиниринг бизнес-процессов; системный анализ; системы показателей; мониторинга; бюджетирования, расчета КПЭ.

Нормативно-правовое обеспечение системы составляют: a) стратегия и долгосрочный прогноз регионального социально-экономического развития; b) административные регламенты по контроллингу; c) стандарты контроллинга; d) формы управленческой отчетности по контролю экономической безопасности региона; e) комплексные региональные программы энерго- и ресурсосбережения; f) комплексная политика энергосбережения резидентов кластера.

В работе предложен комплексный подход к контроллингу в территориальных электроэнергетических кластерах, основанный на оценке 4-х видов эффективности: операционной, инвестиционной, потребительской и эффективности менеджмента. Подход был апробирован с использованием данных за 2017–2019 гг. на примере двух кластеров: a) сетевой инфраструктуры Центрального федерального округа; b) электрических станций в Уральском федеральном округе, принадлежащих ПАО «ОГК-2».

1. Операционная эффективность оценивалась на основе показателя рентабельности продаж (ROS). По Кластеру 1 отмечается его устойчивое повышение до 11,30% в 2019 г. против 9,66% в 2017 г. Расчет показателя по кластеру без учета г. Москва и Московской области выявляет обратную тенденцию (9,95% против 11,97%), обусловленную ростом неподконтрольных затрат. В Кластере 2 показатель ROS увеличился до 21,73% против 20,52%.

2. Инвестиционная эффективность рассматривалась по трем основным показателям рентабельности. Тенденции их изменения схожи с наблюдаемыми по ROS. Показатель ROA по Кластеру 1 в целом увеличился до 3,40% в 2019 г. против 2,83% в 2017 г.; без учета столичного региона – снизился до 3,90% против 5,96%. По Кластеру 2 показатель достиг 12,33% против 8,77%, при этом наряду с положительной тенденцией роста прибыли (на 37,69% за период) имело место сокращение активов на 3,85% за период.

Рентабельности собственного капитала (ROE) и инвестированного капитала (ROIC) рассчитывались в целом по крупнейшим энергокомпаниям, представленным в кластерах. В Кластере 1 наблюдается рост ROE и ROIC по компании ПАО «МОЭСК»: ROE в 2019 г. составила 3,44% против 1,40% в 2017 г.; ROIC – 4,15% против 2,77%. В ПАО «МРСК Центра» и ПАО «МРСК Центра и Приволжья» наблюдается обратная тенденция: в 2019 г. ROE – 0,37% и ROIC – 7,77% против 3,51% и 19,20% соответственно в 2017 г. По ПАО «ОГК-2» (Кластер 2) рентабельность собственного капитала увеличилась до 8,80% против 5,68%; инвестированного капитала – до 8,33% против 6,34%.

3. Индикатором потребительской эффективности послужил коэффициент использования установленной мощности (КИУМ). Было отмечено его некоторое снижение по Сургутской ГРЭС-1 (до 63,90% в 2019 г. против 70,80% в 2017 г.) и по Троицкой ГРЭС (10,50% против 13,70%).

4. Эффективность менеджмента исследовалась на основе концептуальной модели К. Уолша. В компаниях Кластера 1 на протяжение рассматриваемого периода наблюдается положительный денежный поток. Наибольший прирост показателя К. Уолша наблюдается у ПАО «МОЭСК» (до 11,8372 в 2019 г. против 1,8039 в 2017 г.). Значительный прирост также можно отметить у ПАО «МРСК Центра и Приволжья» (до 6,8621 против 2,9321), однако данная динамика была обусловлена негативным фактором (завышение оборотных активов вследствие роста дебиторской задолженности). По ПАО «ОГК-2» (Кластер 2) в 2019 г. показатель Е принял отрицательное значение в размере 6,6299, что было связано с падением объема продаж. В 2018 и 2017 гг. показатель принимал значения 33,8494 и 5,2556 соответственно.

Таким образом, положительная динамика рентабельности и показателя сбалансированности по Кластеру 1 преимущественно сформирована за счет столичного региона, обслуживаемого ПАО «МОЭСК». В других компаниях кластера заметны негативные тенденции, связанные с ростом неподконтрольных затрат и наращиванием дебиторской задолженности. Основной тенденцией в Кластере 2 является рост показателей прибыльности; также отмечаются негативные явления – выбытие активов, некоторое снижение потребительской эффективности.

В качестве направления дальнейших исследований определена оценка эффектов деглобализации, связанной с пандемией, для развития территориально-отраслевых образований.

Литература

1. European Cluster Collaboration Platform [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.clustercollaboration.eu/.

2. Бабкин, А.В. Кластер как субъект экономики: сущность, современное состояние, развитие / А.В. Бабкин, А.О. Новиков // Научно-технические ведомости СПб ГПУ. Экономические науки. – 2016. – № 1 (235). – С. 9–29.

3. Боуш, Г.Д. Новый взгляд на онтологию кластеров предприятий / Г.Д. Боуш // Экономическая наука современной России. – 2011. – № 1 (52) – С. 49–59.

4. Бочаров, В.В. Управление стоимостью бизнеса: учеб. пособие / В.В. Бочаров, И.Н. Самонова, В.А. Макарова. – СПб.: Изд-во СПбГУЭФ, 2009. – 124 с.

5. Заенчковский, А.Э. Методы контроллинга формирования и развития территориальных научно-промышленных кластеров: автореф. дис. на соик. учен. степ. докт. экон. наук. – Москва, 2020. – 46 с.

6. Иванова, О.Е. Особенности создания инновационного энергетического кластера в Ивановской области / О.Е. Иванова // Вестник Омского университета. Серия «Экономика». – 2017. – № 4(60). – С. 136–143.

7. Исланкина, Е.А. Кластерный подход в экономике: концептуальные основы, история и современность // Научная дискуссия: вопросы экономики и управления: сборник статей по материалам XXIII Международной научно-практической конференции. – М.: Изд. «Международный центр науки и образования», 2014. – С. 23–30.

8. Казакова, Н.А. Концепция контроллинга экономической безопасности региона / Н.А. Казакова // Фундаментальные исследования. – 2015. – № 11–6. – С. 1180–1183.

9. Концепция системы планирования выездных налоговых проверок [Электрон. ресурс] // Федеральная налоговая служба. Официальный сайт. – URL: https://www.nalog.ru/rn77/taxation/reference_work/conception_vnp/ (дата обращения: 20.07.2020).

10. Кукукина, И.Г. Комплексный подход к контроллингу в компаниях электроэнергетики / И.Г. Кукукина, А.А. Рубцова // Проблемы и перспективы развития науки в России и мире: сборник статей Международной научно-практической конференции. – Уфа: Аэтерна, 2019. – С. 39–46.

11. Лукьянова, А.Н. Классификация современных методов контроллинга / А.Н. Лукьянова // Наука и Экономика. – 2012. – № 3(11). – С. 48–53.

12. Орлов, А.И. Многообразие областей и инструментов контроллинга / А.И. Орлов // Научный журнал КубГАУ. – 2016. – № 123(09). – С. 688–707.

13. Романова, О.А. Интегральная концепция контроллинга: актуальность, становление и перспективы / О.А. Романова, Л.А. Малышева // Экономическая наука современной России. – 2004. – № 1. – С. 80–94.

14. Садриев А.Р. Инновационные кластеры в электроэнергетике: проблемы формирования и перспективы развития // Региональная экономика: теория и практика. – 2011. – № 19. – С. 16–21.

15. Салгириев, Р.Р. Построение системы контроллинга трансформации производственно-экономической инфраструктуры региональной экономики / Р.Р. Салгириев // Journal of Economic Regulation. – 2012. – Т. 3. – № 2. – С. 70–75.

16. Сергеев Н.Н. Проблемы формирования энергетических кластеров // Вестн. Удмурт. ун-та. Сер. «Экономика и право». – 2017. – Т. 27. – № 1. – С. 56–61.

17. Тамакчи, А.С. Анализ эволюции представлений о контроллинге и его роли в системе управления экономической безопасностью региона / А.С. Тамакчи, А.М. Туфетулов // Казанский экономический вестник. – 2019. – № 3(41). – С. 51–57.

18. Тамакчи, А.С. Интеграция инструментов контроллинга в систему управления экономической безопасностью регионов / А.С. Тамакчи // Социально-экономические явления и процессы. – 2018. – Т. 13. – № 1. – С. 122–128.

19. Тамакчи, А.С. Контроллинг в системе управления экономической безопасностью регионов / А.С. Тамакчи // Сегодня и завтра российской экономики. – 2017. – № 85. – С. 52–59.

20. Тамакчи, А.С. Принципы формирования контроллинга в системе экономической безопасности региона / А.С. Тамакчи // Экономические науки. – 2017. – № 12(157). – С. 51–52.

ПРИНЦИПЫ РЕАЛИЗАЦИИ КИБЕРБЕЗОПАСНЫХ РЕШЕНИЙ ДЛЯ КРОССПЛАТФОРМЕННЫХ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ ЭЛЕКТРОННЫХ УСТРОЙСТВ (ИЭУ) В СОСТАВЕ ЦИФРОВЫХ ПОДСТАНЦИЙ (ЦПС)

Куликов А.Л.,
НГТУ им. Р.Е. Алексеева

Зинин В.М., Шарафеев Т.Р.,
НГТУ им. Р.Е. Алексеева, АО «НИПОМ»

Введение

Указом Президента РФ № 216 от 13 мая 2019 года утверждена обновленная «Доктрина энергетической безопасности Российской Федерации» [1], закрепляющая на законодательном уровне следующие основные угрозы и риски:

– одной из основных трансграничных угроз обозначено «противоправное использование информационно-телекоммуникационных технологий, в том числе осуществление компьютерных атак на объекты информационной инфраструктуры и сети связи, используемые для организации их взаимодействия, способное привести к нарушениям функционирования инфраструктуры и объектов топливно-энергетического комплекса»;

– одним из основных рисков названо «несоответствие технологического уровня российских организаций топливно-энергетического комплекса современным мировым требованиям и чрезмерная зависимость их деятельности от импорта некоторых видов оборудования, технологий, материалов и услуг, программного обеспечения, усугубляющаяся монопольным положением их поставщиков».

Таким образом «Доктрина энергетической безопасности Российской Федерации» задает направление на дальнейшее развитие импортозамещения в системах технологического управления электроэнергетическим комплексом, объекты которого относятся к критической информационной инфраструктуре (КИИ) [2].

С введением в действие 29 марта 2019 года СТО 34.01-21-004-2019 «Цифровой питающий центр. Требования к технологическому проектированию цифровых подстанций напряжением 110–220 кВ и узловых цифровых подстанций напряжением 35 кВ» [3] ПАО «Россети» сформировало нормативную базу для создания интеллектуальных электронных устройств (ИЭУ) и проектирования объектов электрических сетей на новых (цифровых) принципах.

Предметом исследования авторов является изучение возможности использования серийно выпускаемых вычислительных средств промышленной автоматизации и операционных систем для разработки кибербезопасных решений для кроссплатформенной РЗА в составе цифровых подстанций (ЦПС) с последующей типизацией.

В статье обсуждается новая технология разработки кибербезопасных решений для кроссплатформенной РЗА, результатом которой являются серийно выпускаемые изделия – ИЭУ РЗА, удовлетворяющие современным и перспективным требованиям развития автоматизированных систем технологического управления в электрических сетях.

Целью статьи является анализ особенностей применения ИЭУ РЗА, созданных по предложенной технологии в составе ЦПС, и перспектив ее дальнейшего развития с учетом обновленной «Доктрины энергетической безопасности Российской Федерации» и обновления отраслевой нормативной базы в ходе цифровой трансформации отрасли.

Развитие МЭК 61850 в части информационной безопасности

В соответствии с СТО 34.01-21-004-2019 ПАО «Россети» единичным объектом АСТУ (согласно СТО 56947007-29.240.10.248-2017) является центр питания (ЦПС) напряжением 6–220 кВ с использованием МЭК 61850 в качестве стандарта передачи данных.

На рисунке 1 показаны изменения, которые обсуждаются в настоящее время международной группой разработки IEC 61850-8-1/AMD1 ED2 для внесения в обновленную редакцию стандарта. Как можно увидеть (выделено красным пунктиром), в профиле IEC 61850 появился IEC 62351-6 «Управление энергетическими системами и связанным с этим обменом информацией. Безопасность данных и коммуникаций. Часть 6. Безопасность для IEC 61850». Для потоков данных, выходящих за пределы ПС, применение IEC 62351-6 будет обязательным, внутри технологической вычислительной сети ПС рекомендуемым.

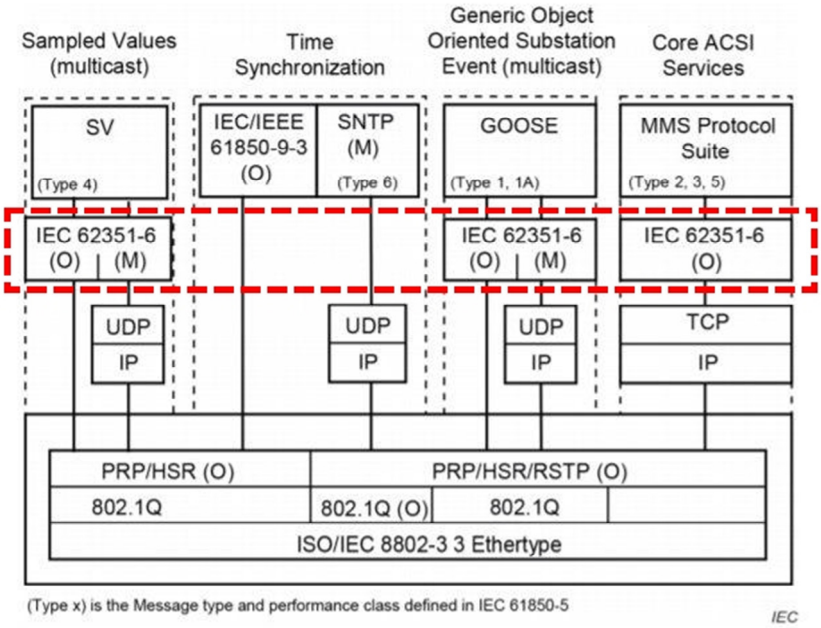


Figure 1 – Overview of functionality and profiles

Рис. 1. Развитие стандарта МЭК 61850 в части информационной безопасности

Дальнейшее развитие МЭК 61850 подразумевает встраивание функций ИБ в ИЭУ. Большинство выпускаемых сегодня интеллектуальных электронных устройств для ЦПС, поддерживающих МЭК 61850, не удовлетворяют в полном объеме IEC 62351-6 и СТО 34.01-21-004-2019 (в части ИБ). Исторически при формировании технических требований к разработке ИЭУ наличие функций информационной безопасности не учитывалось. Встраивание функций ИБ снижает быстродействие ИЭУ, что недопустимо для РЗА.

Цифровая трансформация электроэнергетики заставляет искать пути создания новой технологии разработки интеллектуальных электронных устройств для ЦПС, и ИЭУ РЗА в частности, лишенной этих технологических ограничений.

Важно также отметить, что IEC 62351 до сих пор не принят в РФ в качестве национального стандарта, хотя фактически применяется в системах технологического управления различного назначения, в том числе и объектов критической информационной инфраструктуры (КИИ).

Технология разработки кибербезопасных решений для кроссплатформенных ИЭУ (на примере ИЭУ РЗА)

Современное развитие вычислительной техники характеризуется тенденцией удешевления компонентной базы (микропроцессоров, оперативной памяти, систем хранения, интерфейсных микросхем и т.д.) при росте ее надежности и производительности. В результате этого получили широкое распространение вычислительные средства промышленной автоматизации, выпускаемые серийно и имеющие высокую степень стандартизации. Также сегодня имеется возможность выбора серийно выпускаемых операционных систем для промышленных (космических, военных) условий применения, имеющих развитую систему информационной безопасности, в том числе и сертифицированных ФСТЭК.

При разработке кибербезопасных решений для кроссплатформенной РЗА выделяется несколько уровней абстракции, часть из которых представляет собой доверенную аппаратно-программную платформу, не зависящую от конкретного производителя.

Использование доверенной аппаратно-программной платформы обеспечивает информационную безопасность разрабатываемого ИЭУ РЗА в соответствии с требованиями ФСТЭК [4] и одновременно освобождает производителя ИЭУ от трудоемких процессов технического сопровождения (аттестации) аппаратного исполнения. Основные усилия производителя ИЭУ направлены на разработку, совершенствование алгоритмической базы и поддержание прикладного функционального программного обеспечения устройств, устойчивого к угрозам информационной безопасности.

При реализации кибербезопасных решений (рис. 2) для кроссплатформенной РЗА в качестве аппаратной составляющей применяются серийно выпускаемые промышленные вычислители, в основе которых лежат распространенные микропроцессоры как импортного (Intel, AMD, ARM), так и отечественного (Эльбрус, Байкал) производства, что формирует первый уровень абстракции. На втором и третьем уровне абстракции используются серийные операционные системы, имеющие соответствующую сертификацию ФСТЭК (Astra Linux, Alt Linux, Elbrusd, «Нейтрино», QNX). Первые три уровня не зависят от конкретного производителя ИЭУ. Четвертый и пятый уровни абстракции модели кроссплатформенного ИЭУ собственно и представляют собой кроссплатформенное функциональное программное обеспечение ИЭУ и коммуникации МЭК 61850. Требования

по информационной безопасности (ИБ) изначально закладываются в информационную модель МЭК 61850 ИЭУ при его создании. ИЭУ, созданные с использованием данной технологии, поддерживают [5]:

- SSL/TLS-шифрование для МЭК 61850-8-1 (MMS) между ИЭУ и другими технологическими подсистемами ЦПС, а также между ЦУС;
- аутентификацию на ИЭУ РЗА и АРМ эксплуатационного и оперативного персонала технологической вычислительной сети (шине станции) ЦПС при удаленном доступе к ИЭУ;
- ролевой доступ к элементам интерфейса ИЭУ в зависимости от функциональных обязанностей персонала;
- протоколирование событий безопасности на уровне отдельного ИЭУ, ЦПС и ЦУС.

В настоящее время мы продолжаем работы по реализации (встраиванию) имитовставки в GOOSE-сообщения. Эта функциональность также станет частью информационной модели МЭК 61850 кросплатформенных ИЭУ.

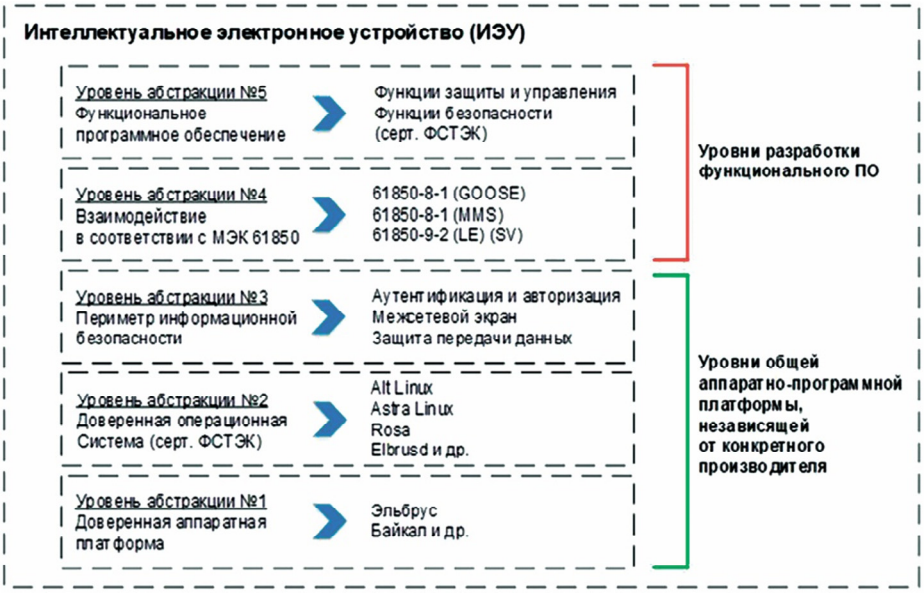


Рис. 2. 5 уровней абстракции при создании кроссплатформенного ИЭУ

Реализация 5-уровневой модели кроссплатформенного ИЭУ осуществляется с помощью специализированного «Кодогенератора управляющего ПО», который представляет собой инновационный инструмент создания кроссплатформенных решений для «киберзащищенной ЦПС с динамичной архитектурой», где ИЭУ РЗА – один из функциональных элементов (рис. 3).

Рис. 3. Процесс создания кроссплатформенного ИЭУ с использованием «Кодогенератора управляющего ПО»

«Кодогенератор управляющего ПО» включает в себя библиотеку компонентов, с помощью которой специалисты предметной области без программирования в визуальном режиме создают логические схемы ИЭУ, проверяют их корректность, определяют состав групп локального периметра безопасности с правами доступа к элементам интерфейса и функциям ИЭУ. При создании логической схемы ИЭУ «Кодогенератор…» автоматически формирует информационную модель МЭК 61850 ИЭУ, включая атрибуты информационной безопасности, что существенно упрощает создание и конфигурирование файлов стандарта МЭК 61850. После создания логической схемы ИЭУ можно подать на ее вход заранее подготовленный Comtrade-файл и проверить корректность работы ИЭУ в различных режимах. После этого «Кодогенератор…» генерирует программный код на языке «Си», который компилируется для выполнения на перечисленных выше аппаратно-программных платформах. Важно отметить независимость генерируемого программного кода от операционной системы и микропроцессора и его идентичность, а также, типизацию и стандартизацию модели ИБ ИЭУ.

С помощью «Кодогенератора…» создаются ИЭУ различного функционального назначения:

- ИЭУ РЗА для 6–220 кВ;
- ИЭУ АСУ ТП, оперативной блокировки, автоматики управления нормальными и аварийными режимами;
- ИЭУ контроллеры присоединений;
- ИЭУ технического учета ЭЭ и контроля качества ЭЭ.

Использование «Кодогенератора…» минимизирует количество ошибок при создании ИЭУ, а время его создания, в зависимости от сложности и наличия соответствующего математического аппарата (алгоритмической базы) в «Кодогенераторе...», составляет 2–3 недели.

В таблице 1 приводятся требования по информационной безопасности, реализованные в ИЭУ РЗА, созданном с использованием «Кодогенератора…», соответствующие Распоряжению ПАО «Россети» № 282р от 30.05.2017 г. «Об утверждении требований к встроенным средствам защиты информации автоматизированных систем технологического управления электросетевого комплекса группы компаний «Россети» [6].

Таблица 1

Требования по информационной безопасности, реализованные в ИЭУ РЗА

№ п/п	Идентификатор	Наименование требования
1	FAU_GEN.1	Генерация данных аудита
2	FAU_GEN.2	Ассоциация идентификатора пользователя
3	FAU_SAR.1	Просмотр журналов аудита
4	FAU_STG.1	Защищенное хранение журнала аудита
5	FAU_STG.3	Действия в случае возможной потери данных аудита
6	FAU_STG.4	Предотвращение потери данных аудита
7	FDP_ACC.1	Ограниченное управление доступом
8	FDP_ACF.1	Управление доступом, основанное на атрибутах безопасности
9	FIA_AFL.1	Обработка отказов аутентификации
10	FIA_ATD.1	Определение атрибутов пользователя
11	FIA_UAU.2	Аутентификация до любых действий пользователя
12	FIA_UAU.7	Аутентификация с защищенной обратной связью
13	FIA_UID.2	Идентификация до любых действий пользователя
14	FMT_MSA.1	Управление атрибутами безопасности
15	FMT_MSA.3	Инициализация статических атрибутов
16	FMT_MTD.1	Управление данными ФБО
17	FMT_SMF.1	Спецификация функций управления
18	FMT_SMR.1	Роли безопасности
19	FTA_SSL.1	Блокирование сеанса, инициированное функциями безопасности

Таблица 2

Детализация требования FMT_SMR.1 (Роли безопасности) в этом же ИЭУ РЗА

Название группы	**Функциональные обязанности, роли**	**Права доступа к элементам интерфейса и функциям ИЭУ РЗА**
Администратор(ы)	Представители компании-производителя и/или компании, выполняющей ПНР	Полный доступ к элементам интерфейса и параметрированию
Специалист(ы) по ИБ	Специалист по ИБ	Управление пользователями
Эксплуатационный персонал	Специалисты, отвечающие за эксплуатацию ИЭУ (для ИЭУ РЗА – инженеры РЗА)	Параметрирование с некоторыми ограничениями (калибровка, настройка параметров ЛВС)
Оперативный персонал	Специалисты ОВБ, диспетчерский персонал ПС	Ввод/вывод функций РЗА и автоматики, чтение осциллограмм, журнала событий
Читатель	Руководящий персонал ПС	Чтение осциллограмм, журнала событий
Специалист(ы) по АСУ ТП	Инженер по связи, инженер по ИТ	Настройка параметров ЛВС

Перспективы развития технологии

ИЭУ РЗА для электрических сетей 6–220 кВ, созданные по описанной технологии, неоднократно представлялись на отраслевых научно-технических советах, признаны отраслевым профессиональным сообществом и аттестованы в ПАО «Россети».

Технология позволяет расширить область ее применения для типизации и стандартизации ИЭУ различного функционального назначения АСТУ цифровых подстанций (рис. 4), т.е. для проектирования ЦПС с заданной степенью централизации/децентрализации и сценариями резервирования в реальном времени – «киберзащищенных ЦПС с динамичной архитектурой». Основными критериями при выборе варианта являются: надежность, стоимость и соответствие отраслевым требованиям и стандартам.

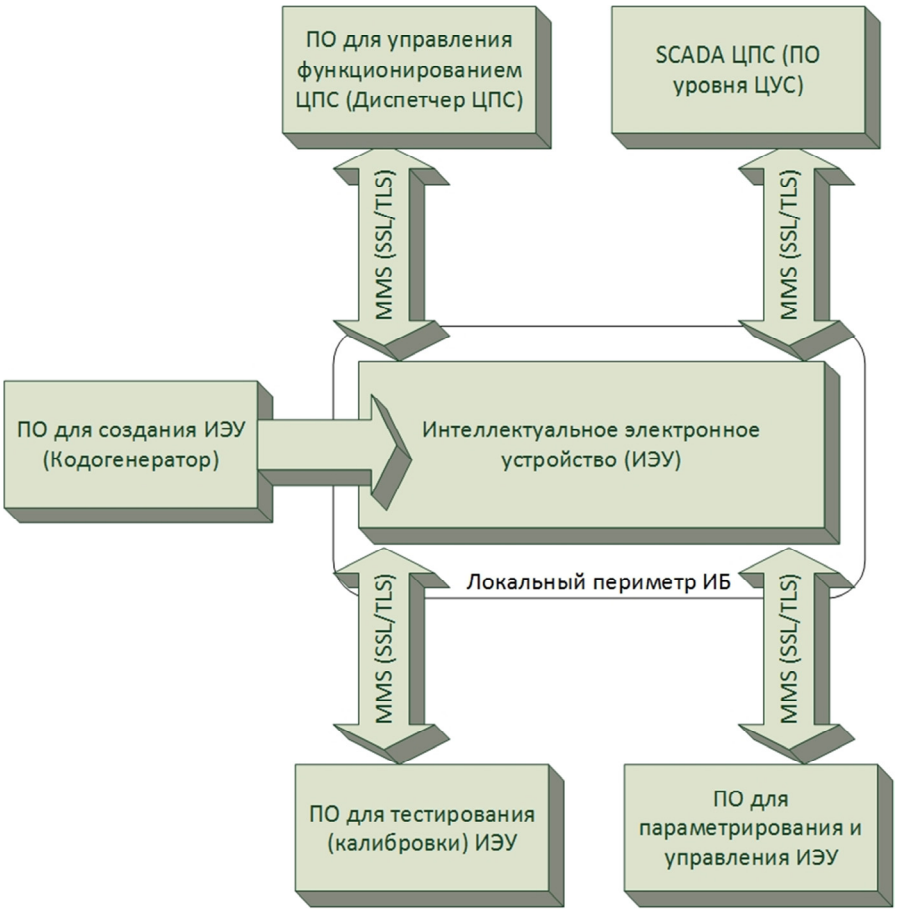


Рис. 4. ИЭУ в составе «Киберзащищенной ЦПС с динамичной архитектурой»

На «киберзащищенных ЦПС с динамичной архитектурой» подсистема информационной безопасности становится полноценной технологической подсистемой объекта критической информационной инфраструктуры (КИИ) наряду с РЗА, АСУ ТП, АИИСКУЭ и т.д. Для каждого ИЭУ АСТУ ЦПС типизируется «локальный периметр безопасности», обеспечивающий индивидуальную устойчивость к киберугрозам и возможным несанкционированным или ошибочным действиям.

Выводы

1. Подсистемы РЗА и АСУ ТП ЦПС являются наиболее критичными компонентами при угрозах несанкционированного вмешательства. Одна из точек зрения, основанная на абсолютной изоляции указанных подсистем ЦПС, не соответствует перспективам интеллектуализации современной электроэнергетики. Такой подход фактически препятствует дальнейшей оптимизации электроэнергетических систем и формированию технологического управления передачей и распределением электроэнергии, которое должно учитывать растущую долю распределенной мини- и микрогенерации. Предпочтительным является вариант создания комплексной системы кибербезопасности, структурные компоненты которой учитывают индивидуальные для ЦПС функциональные особенности и правила противодействия киберугрозам.
2. Технология разработки кибербезопасных решений для кроссплатформенной РЗА с последующим расширением области ее применения на типизацию и стандартизацию ИЭУ различного функционального назначения АСТУ ЦПС позволяет создавать «киберзащищенные ЦПС с динамичной архитектурой».
3. Использование доверенной аппаратно-программной платформы, базирующейся на отечественных микропроцессорах и сертифицированных ФСТЭК операционных системах для создания кроссплатформенных ИЭУ различного функционального назначения АСТУ ЦПС, предпочтительно для снижения технологической зависимости электроэнергетической отрасли РФ и минимизации угроз и рисков, изложенных в обновленной «Доктрине энергетической безопасности Российской Федерации».

Литература

1. Указ Президента РФ № 216 от 13 мая 2019 года «Об утверждении Доктрины энергетической безопасности Российской Федерации»
(http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_324378/).

2. Федеральный закон № 187-ФЗ от 26 июля 2017 года «О безопасности критической информационной инфраструктуры Российской Федерации»
(http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_220885/).

3. СТО 34.01-21-004-2019 ПАО «Россети» «Цифровой питающий центр. Требования к технологическому проектированию цифровых подстанций напряжением 110-220 кВ и узловых цифровых подстанций напряжением 35 кВ».

4. Приказ ФСТЭК России №131 от 30 июля 2018 года «Об утверждении Требований по безопасности информации, устанавливающие уровни доверия к средствам технической защиты информации и средствам обеспечения безопасности информационных технологий»
(https://fstec.ru/component/attachments/download/2104/).

5. Карантаев, В.Г. Вопросы кибербезопасности в меняющейся электроэнергетической отрасли / В.Г. Карантаев // «Релейщик» №1(33) 2019 г., с. 48–51.

6. Распоряжение ПАО «Россети» № 282р от 30 мая 2017 года «Об утверждении требований к встроенным средствам защиты информации автоматизированных систем технологического управления электросетевого комплекса группы компаний «Россети».

РЕСУРСЫ ЕСТЬ. НУЖНЫ ЦЕНЫ (ТАРИФЫ) НА ЭНЕРГОРЕСУРСЫ ДЛЯ ПРОРЫВНОГО ЭКОНОМИЧЕСКОГО РОСТА В НАШЕЙ СТРАНЕ

Кутовой Г.П.,
заслуженный энергетик России, научный руководитель Центра экономических методов управления в энергетике КЭУ НП «КОНЦ ЕЭС», заместитель председателя Комитета энергетической стратегии и развития ТЭК ТПП РФ, к.т.н., д.э.н., проф.

Сегодня наша страна переживает жуткие пандемический и углеродный кризисы, отрицательное влияние на экономику которых еще предстоит глубоко проанализировать и оценить. Руководство страны предпринимает масштабные меры по сбережению людей и смягчению экономического кризиса практически во всех отраслях реального сектора экономики. Но пандемии и прочие кризисы рано или поздно все же закончатся, и уже сегодня нужно озадачиваться, как, во-первых, восстановить нашу экономику в ближайшие год-полтора хотя бы до предкризисного состояния и, во-вторых, как использовать имеющиеся в распоряжении государства резервы для дальнейшего ускоренного социально-экономического развития страны.

Именно в кризисные периоды необходимо рационально разработать и спланировать инновационный подход к решению масштабных задач прорывного социально-экономического развития. Представляется, что для выхода из экономического кризиса возможно использование государством разных механизмов.

Вариант первый – пока не применять ничего нового, полагая, что в уже созданной рыночной экономике должны сработать механизмы активизации предпринимательства и выздоровление экономики наступит само собой.

Вариант второй – государство может и должно эффективно использовать накопленные финансовые резервы в стране в известных фондах для создания сильной мотивационной заинтересованности во всех сферах производственно-хозяйственного предпринимательства, вплоть до увеличения государственного заимствования средств для финансирования прорывных технологий и производств. Но эффективность господдержки в этом варианте возможна, как представляется, лишь при активном переходе от пассивного (аморфного) прогнозирования возможных траекторий развития к

организации индикативного государственного планирования развития с приложениями к перспективному плану комплексного пакета нормативно-правовых мер, обеспечивающих необходимую мотивацию предпринимательства для достижения поставленных плановых целей (заданий) в заданные сроки.

Третий вариант – временный (на 3–5 лет) переход на механизмы мобилизационной экономики с жестким административным управлением финансово-экономическими ресурсами на федеральном и региональном уровнях для реализации заданий национальных программ социально-экономического развития страны. Характеристика сравнительных особенностей приведенных вариантов является предметом отдельного исследования, а из данной статьи следует, что второй вариант был бы для нашей страны наиболее целесообразным: в его рамках можно рассматривать весь спектр механизмов государственно-частного партнерства во всех отраслях хозяйственной деятельности для организации инновационного прорыва в развитии страны.

К механизмам стимулирования инновационного развития экономики в нашей стране следует, в частности, отнести снижение до сбалансированного уровня цен (тарифов) на энергоснабжение субъектов реального сектора экономики. На примере электроэнергетики решение такой задачи даст мультипликативный эффект, так как электроснабжение и теплоснабжение фактически являются всеохватывающий системой и реального сектора экономики, и жизнеобеспечения населения [1].

К настоящему времени, как уже отмечалось не раз [2–5, 21], в отрасли созданы все необходимые организационно-правовые условия для реализации рыночных механизмов в обороте энергии, но правила оптовой и розничной торговли с соответствующими механизмами ценообразования настолько искажены из-за «благих намерений государства» в пользу энергокомпаний и в ущерб потребителям, что невольно возникает вопрос – а зачем тогда была проведена реформа с приватизацией, если цели реформы с организацией жесткой конкуренции на оптовом и розничных рынках блокируются регуляторной ролью государства, а в реальном секторе экономики кроме постоянного и неоправданного роста платежей (метод индексации нерациональных базовых цен) за электроэнергию и тепло ждать больше нечего?

По меткому замечанию заместителя председателя ФАС России А.Н. Голомолзина в одном из его выступлений: «Все, что можно было исказить в ценообразовании в электроэнергетике при построении рыночных отношений, – все искажено», и поэтому так называемый баланс экономических интересов производителей и потребителей давно нарушен в пользу энергокомпаний. Это не праздный вопрос, так как реальность такова, что после реализации инвестиционной программы по строительству около 40 ГВт новых энергетических мощностей с обязательными для потребителей платежами в составе тарифов на электроэнергию по возврату инвесторам капитальных вложений по так называемым договорам поставки мощности (ДПМ) потребители рассчитывали на обещанное соответствующее снижение цен (тарифов) [8].

Однако им (потребителям) сегодня настойчиво внушают мысль, что эти 2,3 трлн руб. – это теперь «высвобождаемые» доходы энергокомпаний, а не деньги потребителей по определению. И эти деньги энергокомпании знают, как «освоить» с одобрения правительства РФ – на модернизацию ТЭС до 2030 года. И только после очередного «освоения» указанных 2,3 трлн руб. после 2030 г., может быть, потребителям действительно «понизят» тарифы. Правда, дополнительно к названной сумме «свои» 1,3 трлн руб. заявило и ПАО «Россети» – для финансирования цифровизации электросетевого комплекса

А где взять деньги на замену вырабатывающих свой расчетный жизненный ресурс атомных электростанций, а на модернизацию ГЭС? В этом тоннеле не видно ни конца, ни света! Вместе с тем, физические резервы в электроэнергетике в настоящее время таковы, что их мобилизация через механизмы повышения энергоэффективности систем энергоснабжения позволяет не только осуществить запоздалую модернизацию генерации, но и временно остановить и даже снизить цены (тарифы) для реального сектора экономики, как минимум, на период до 5–7 лет, если рост ВВП в нашей стране будет постоянно расти с темпом 2,0–2,5% в год.

Руководству страны энергетики докладывают, что существующие мощности в электроэнергетике готовы обеспечить любой прорывный экономический рост в стране, но не раскрывают, какой ценой создана такая готовность и каким бременем она обходится всем существующим потребителям реального сектора экономики. Поэтому сегодня самая актуальная

экономическая задача в нашей стране в отношении электроэнергетики – как использовать имеющиеся избыточные резервы в энергогенерации и в электросетевом комплексе для стимулирования развития реального сектора экономики.

При четко определенных масштабах излишне накопленных резервов в отрасли решение этой непростой задачи возможно по трем концептуально разным вариантам. Например, **первый вариант** – ценообразование на энергоресурсы сохраняется по существующим правилам на ОРЭМ с трансляцией цен на региональные рынки с применением принципа ежегодной индексации цен (тарифов), но не выше уровня общеэкономической инфляции цен. При этом для вновь присоединяемых к электрическим сетям потребителей действуют те же ценовые условия, что и для уже существующих потребителей. О недостатках сложившегося ценообразования говорят достаточно обоснованные экспертные оценки [4–7].

Второй вариант – это продолжение реформирования рыночных отношений с созданием правил эффективной конкуренции производителей и поставщиков энергоресурсов, начиная с уровня региональных (розничных) рынков. Должны быть приняты правила прямого доступа мотивированных ценозависимых активных потребителей к разным типам генерации региональной энергетики, включая различные ВИЭ, и непосредственно к городским ТЭЦ. При этом ОРЭМ в этом варианте должен выполнять функции энергобалансирующего рынка со своими ценами энергоресурсов франко-ГТП в каждый региональный энергорынок. Ценообразование для всех энергопотребителей в этом варианте должно быть идентичным на ОРЭМ и на всех региональных рынках [18].

Третий вариант – предусматривает некую модернизацию первого варианта с той лишь разницей, что ценообразование на энергоресурсы для уже существующих потребителей энергоресурсов остается по тем же правилам, которые практикуются в настоящее время, а для вновь организуемого бизнеса любого профиля устанавливаются цены (тарифы) на энергоресурсы без учета так называемой постоянной (мощностной) составляющей, так как всю мощностную компоненту цены, как и в настоящее время, оплачивают существующие потребители.

Другими словами – это двухслойное ценообразование, предусматривающее сохранение существующих правил ценообразования для существующих энергопотребителей, для которых была построена вся система централизованного энергоснабжения, а для энергоснабжения вновь присоединяемых к сети энергопотребителей дозагружаются уже существующие энергомощности в пределах имеющихся излишних величин их резерва, а также запасов по пропускной способности ЕНЭС России. Такое ценообразование для развивающихся субъектов реального сектора экономики может быть меньше действующих цен (тарифов) для существующих потребителей более чем в два раза, что будет эффективно способствовать развитию бизнеса. Такой подход к ценообразованию для приростных потребностей экономики можно вполне назвать ценами (тарифами) экономического роста на период, когда будут использованы (дозагружены) излишне созданные и неиспользуемые в ближайшие 7–10 лет резервные мощности ЕЭС России.

Оценка потенциальных ресурсных возможностей ЕЭС для экономичного обеспечения прироста спроса на электроэнергию на современном этапе

Рассмотрим структуру действительно существующих резервов электроэнергетики.

На оптовом рынке электроэнергии и мощности (ОРЭМ)

В нашей стране практически все механизмы так называемого конкурентного ценообразования сконцентрированы для всех электростанций и для всех перепродавцов электроэнергии (гарантирующие поставщики и независимые энергосбытовые компании) на одной торговой площадке (для двух ценовых зон) – на ОРЭМ в Москве, что создается видимость «справедливости» распределения затрат на содержание инфраструктурных организаций ОРЭМ и ЕНЭС с последующей трансляцией усредненных цен ОРЭМ на все множество потребителей на всех региональных рынках электроэнергии субъектов РФ (в зоне ЕЭС). Конкуренция производителей электроэнергии на ОРЭМ организована по двум составляющим стоимости одного кВт·ч электроэнергии: **по переменной (топливной)** и **по постоянной (мощностной)**.

Такое раздельное ценообразование исказило смысл маржинального ценообразования на ОРЭМ. Например, режим работы существующих АЭС в базисной части графика нагрузки, равно как и существующих ГЭС в покрытии переменной части графиков нагрузки ЕЭС, является безальтернативным вариантом: не требуется их участие в маржинальном ценообразовании по переменной составляющей. Однако их безальтернативное участие в механизме маржинального ценообразования обеспечивает для них сверхприбыльные доходы.

Что касается ценообразования **на постоянную (мощностную)** составляющую стоимости кВт·ч, которое осуществляется в рамках механизма конкурентного отбора мощности (КОМ) на перспективу 5–6 лет без учета режимных особенностей покрытия графика максимальных электрических нагрузок ЕЭС, то эта составляющая цены при сложившемся механизме «оптимизации» баланса мощности ЕЭС превратилась в механизм государственного псевдобюджетного субсидирования цен (тарифов) целого ряда регионов за счет потребителей первой и второй ценовых зон ОРЭМ (см. табл. 1).

Эту псевдобюджетную, псевдорыночную функцию осуществляют коммерческий и системный (СО ЕЭС) операторы при очевидности наличия конфликта интересов. Совмещение выполнения СО ЕЭС функций обеспечения надежности работы ЕЭС и экономической эффективности режимов работы ЕЭС, оптимизации резервов мощности ЕЭС и псевдобюджетного администрирования субсидий регионам отрицательно сказалось на экономической эффективности ЕЭС в силу явного конфликта интересов у СО, который фактически отвечает только за надежность работы ЕЭС и самоустранился от решения задач повышения экономической эффективности работы ЕЭС в целом.

Это ярко демонстрируется необоснованно высокими значениями резервных генерирующих мощностей в ЕЭС (табл. 1).

Из приведенных данных следует, что в составе все возрастающей величины «недоступных мощностей – 54,4 ГВт» числятся так называемые ограничения в использовании мощностей – 21,9 ГВт, невыпускаемые резервы – 12 ГВт и плановые ремонты 17,2 ГВт, которых в годовом максимуме нагрузок не должно быть. А при этом выпускаемые резервы составляют еще 40 ГВт при необходимой величине резерва 20% от максимума совмещенного графика нагрузки ЕЭС 30,5 ГВт, т.е. на 30% больше норматива.

Таблица 1

Балансы электрической мощности в часы прохождения годовых максимумов совмещенных графиков электрических нагрузок ЕЭС России в 2017–2019 гг. (По отчетным материалам СО ЕЭС)

№ пп.	Характеристика мощностей	Един. изм.	2017	2018	2019
1	Установленная мощность	ГВт	237,4	243,9	247,9
	В том числе недоступная мощность	ГВт	50,8	48,6	54,4
	Из нее ограничения	ГВт	18,9	20,5	21,9
	Плановые ремонты	ГВт	11,5	12,2	17,2
	Аварийные ремонты	ГВт	4,5	3,9	3,3
	Невыпускаемые резервы	ГВт	15,7	12,0	12,0
2	Выпускаемые резервы	ГВт	37,0	44,6	40,0
3	Максимум графика нагрузки	ГВт	152,1	153,6	152,5
4	Расчетный резерв энергобалансовой надежности: 20% п. 3 / 12% п. 3.	%	20/12	20/12	20/12
	То же	ГВт	30,4/18,3	30,7/18,4	30,5/18,3
5	Необходимая располагаемая мощность при разных резервах	ГВт	182,5/170,4	185,3/172	183,0/170,8
6	Невостребованная установленная мощность при разных резервах	ГВт	54,9/67,0	58,6/71,9	64,9/77,1

По данным генерирующих компаний, годовое содержание предложенных к демонтажу устаревших мощностей электростанций 8 ГВт обходится в 19 млрд рублей, а во сколько сегодня обходится потребителям электроэнергии годовое содержание почти 65 ГВт ими оплачиваемых, но не востребованных генерирующих мощностей? Эту величину, по аналогии, можно оценить величиной как 154 млрд рублей/ год.

Разве в таких условиях нужно тратить деньги потребителей на строительство новых мощностей при таких «складских» избытках уже на существующих электростанциях?

Очевидно, рациональнее было бы тратить деньги потребителей на приведение в порядок с применением инновационных технологий модернизации уже существующих мощностей ТЭС. Это обошлось бы дешевле строительства новых в 2,0–2,5 раза, и это было известно и 10 лет назад.

Среди введенных в действие генерирующих мощностей по программе ДПМ и не востребованных по энергобалансу, но включенных СО ЕЭС в оплату потребителями, сегодня числится 13 энергоблоков, КИУМ которых за последние три года колеблется в пределах 0–15%.

Что кается вопросов использование созданных резервов пропускной способности электросетевого комплекса, а речь идет о возможном почти удвоении его загрузки по сравнению со сложившимся уровнем – 35% загрузка от номинальных уровней, то это задача тщательного анализа не только в каждой ОЭС и ЕЭС в целом, но и в в эксплуатиремых сетях рамках каждого субъекта РФ.

Это **первое**, что предлагается рассматривать в качестве отраслевого резерва для мобилизационного использования при установлении цен (тарифов) для вновь появляющегося бизнеса в реальном секторе экономики.

Второе. Увеличить экспорт электроэнергии в сопредельные страны. Невостребованные резервы генерирующих мощностей в нашей стране – это энергетика почти всех стран СНГ вместе взятых, которая сегодня содержится нашим реальным сектором экономики за счет завышенных на 30–40% цен (на электроэнергию).

Казалось бы, что при таком избыточном энергобалансе ЕЭС экспорт электроэнергии в сопредельные страны должен быть растущим энергетическим бизнесом для отечественных ОГК, который бы снизил затраты (цены) для потребителей на внутреннем рынке электроэнергии. Однако и эта сфера зависла на небольших экспортных поставках (около 20,0 млрд кВт·ч в 2019 г. против 44,0 млрд кВт·ч в 1991 г.), которые фактически не растут и, видимо, такое положение энергетические компании вполне устраивает, так как государство обеспечило им тепличные условия за счет перманентной индексации экономически искаженных и завышенных цен для отечественных потребителей энергии.

Третье. Необходимо разработать меры по снижению перекрестного межрегионального субсидирования, величина которого в оплате мощности промышленными предприятиями первой и второй ценовых зон сегодня составляет 18% и увеличится до конца 2020 года до 22%, или примерно на 230 млрд руб. в год.

В итоге можно заключить, что **эффективной конкуренции производителей электроэнергии на ОРЭМ в его существующем виде, с обещанным снижением оптовых цен (тарифов) не удалось организовать,** а без установленного норматива резерва энергобалансовой надежности работы ЕЭС при «оптимистических» прогнозах роста электрических нагрузок механизмы проведения КОМ на перспективу превратились в субъективную «игру в цифирь» с высоким криминальным риском.

Резервы снижения цен (тарифов) на региональных рынках электроэнергии субъектов РФ

Региональные рынки электроэнергии в рамках субъектов РФ задумывались как конкурентная среда для частных энергосбытовых компаний, которые должны были бороться за договоры поставок электроэнергии конкретным потребителям, предоставляя им выгодные сервисные условия. При этом из самых благих намерений для надежного энергообеспечения населения были учреждены так называемые гарантирующие поставщики (ГП), тендерный отбор которых среди независимых энергосбытовых компаний гарантировал безотказное заключение договоров поставки электроэнергии для всех потребителей на территории субъекта РФ. В результате на территории каждого субъекта РФ вместо конкуренции энергосбытовых компаний фактически появился, кроме электросетевой компании, еще один региональный монополист – гарантирующий (?) поставщик в области энергосбытовой деятельности. А ведь это естественная функция электросетевого комплекса на территории каждого субъекта РФ, при открытой конкуренции для всех без исключения энергосбытовых компаний в интересах потребителей. Представляется рациональным вернуть де-юрэ функцию гарантирующего поставщика электросетевой компании, превратив сферу сбыта в действительно конкурентную среду для всех энергосбытовых компаний в интересах потребителей.

Кроме того, особенностью отечественной электроэнергетики является комбинированное производство электрической и тепловой энергии на ТЭЦ почти в каждом городе, а это около 50% тепловых мощностей ЕЭС России.

Вывод практически всех ТЭЦ на ОРЭМ в качестве его субъектов существенно исказил ценообразование на продукцию ТЭЦ. Режим работы каждой городской ТЭЦ как субъекта ОРЭМ определяется, в первую очередь, балансом на нем электроэнергии, к сожалению, без должного учета экономического эффекта работы каждой ТЭЦ на местные рынки тепла с

производством в комбинированном теплофикационном режиме относительно дешевых электроэнергии и тепла. Поэтому вывод ее в качестве субъекта рынка электроэнергии предопределяет ее загрузку с очень большой долей выработки дорогой электроэнергии в конденсационном режиме. При этом вся произведенная на ТЭЦ электроэнергия виртуально поставляется на ОРЭМ, а затем в «вынужденном» режиме возвращается обратно потребителям на розничном рынке со всеми ценовыми надбавками инфраструктурных организаций ОРЭМ.

В таком виртуальном участии ТЭЦ на ОРЭМ самые экономичные по технологии комбинированные источники электроэнергии и тепла ставят ТЭЦ в самое невыгодное положение. Именно из-за названного ценового перекоса ТЭЦ проигрывают конкуренцию конденсационным электростанциям на региональном рынке электроэнергии и котельным на местных городских рынках тепла, хотя экономят по сравнению со своими конкурентами до 40% топлива. Не получают ТЭЦ и адекватной компенсации своего участия в рынке системных услуг [5].

На основании количественных исследований ИСИЭ СО РАН на примере оптимизации цен (тарифов) для потребителей Иркутской области [6] снижение цены для потребителей за счет оптимизации режимов работы местных ТЭЦ (без учета электроэнергии ГЭС) и дифференцированной оплаты тарифов распределительного электросетевого комплекса составило 30–40%. Для централизованной зоны электроснабжения ЕЭС аналогичное снижение цен тарифов в среднем по всем субъектам РФ можно оценить величиной в 25–30%.

Следовательно, организация конкуренции электростанций без размежевания их по функциональным режимным особенностям в покрытии разных частей совмещенного графика нагрузки ЕЭС и без правильного учета особенностей работы ТЭЦ на городских рынках теплоэнергии исказили экономическую сущность ценообразования на продукцию ТЭЦ, что обусловило завышенные цены и на электроэнергию, и на тепло. Это мотивирует переход потребителей на самоэнергообеспечение и «котелизацию» всей страны.

Поэтому представляется целесообразным рассмотреть вариант преобразования РРЭ в действительно конкурентные торговые площадки (КРРЭ) для всех местных электростанций, включая ТЭЦ, с правом потребителей заключать договоры на поставку электроэнергии от местных электростанций, оплачивая транспортный тариф только по распределительным сетям, или покупать электроэнергию от поставщиков с ОРЭМ с оплатой всех

этому сопутствующих инфраструктурных затрат. ОРЭМ в такой модели преобразуется в энергобалансирующий рынок для всех региональных рынков [3–6]. Реализация предложения по преобразованию розничных рынков в действительно конкурентные региональные рынки для местных генераций, включая городские ТЭЦ, блок-электростанции промпредприятий и прочую распределенную генерацию, по экспертным [6, 14, 20] оценкам, позволит снизить розничные тарифы на величину до 35–40%.

Особенности формирования стоимости услуг (тарифов) на электроэнергию в электросетевом комплексе

В структуре цен на электроэнергию для разных групп потребителей электроэнергии доля тарифа на транспорт электроэнергии достигает в нашей стране от 40 до 60%, что является весьма существенной величиной и, как показывает аналитическое сравнение наших показателей с показателями развитых зарубежных стран, превышает аналоги почти в два раза. Это обстоятельство в основном можно объяснить:

– незначительной загрузкой сетей передачей электроэнергии – около 35% вместо 70% от номинальной пропускной способности;

– относительно высоким уровнем потерь электроэнергии на ее транспорт.

Что касается формирования финансовых источников для реализации развития распределительного электросетевого комплекса, то эту задачу целесообразно было бы формировать из двух составляющих: для целей модернизации и реконструкции существующих производственных фондов электросетевых компаний в интересах уже существующих потребителей централизованной зоны электроснабжения. Для решения такого рода задач должны использоваться собственные средства электросетевых компаний, предусматриваемые в виде инвестиционной составляющей в тарифах на транспорт электроэнергии, и для технологического присоединения вновь заявляющихся потребителей. Такие инвестиционные задачи целесообразно решать за счет привлекаемых средства заявителей на принципах инвестиционного доступа к сети [7, 9].

При этом присоединяемый к сети новый потребитель электроэнергии должен рассматриваться как инвестор в развитие электросетевой компании с защитой его имущественных прав как дольщика соответствующей компании.

Такая организация финансирования нового электросетевого строительства подразумевает превращение региональных вэлектросетевые электросетевых комплексов в территориальных границах субъектов РФ в

электросетевые публичные организации для его дольщиков с соответствующими акционерными механизмами и процедурами хозяйственно-экономического управления. При этом доли в уставном капитале такой региональной электросетевой организации должны быть определены пропорционально заявленным для технологического присоединения максимальным электрическим нагрузкам потребителей и номинальных установленных генерирующих мощностей электростанций.

Представляется, что такой принцип формирования финансовых источников капитального строительства по развитию распределительных сетей повысит ответственность потребителей за загрузку сетей и экономическую эффективность их использования.

Что касается снижения уровня перекрестного субсидирования цен (тарифов) для населения, то это скорее политическая, а не экономическая задача, решать которую должно государство, например, перейдя на формирование дифференцированных цен (тарифов) для населения в зависимости от объемов электропотребления, постепенно переведя «перекрестку» внутрь ценообразования для населения и приравненных к ним потребителей [10–17]. Однако Минэнерго России озабочено, к сожалению, задачей не разработки мер по снижению уровня перекрестного субсидирования, а мерами распространения «перекрестки» на потребителей – субъектов ОРЭМ. Этот популистский прием проще выдать за справедливую борьбу с «перекресткой».

В итоге можно заключить, что резервы в электроэнергетических компаниях целесообразно использовать в качестве возможности для экономического стимулирования появления новых потребителей разного бизнеса на период не менее 7–10 лет, т.е. на период, за который существующие в настоящее время недоиспользованные резервные мощности в генерации и электросетевом комплексе будут использованы (дозагружены) до эффективных значений.

Укрупненная оценка экономического резерва отрасли для мобилизации в целях финансово стимулировать развитие новых потребителей энергоресурсов разного бизнеса может в пределе составлять примерно около 1,0 трлн руб. в год, млрд руб.:

перекрестное субсидирование населения	367–400
по всем договорам поставки мощности	240–250
межрегиональное субсидирование	220–235
«оптимистичные» инвестиции энергокомпаний	250–270

Следовательно, сегодня промышленные предприятия оплачивают энергокомпаниям почти двойную цену (тарифы) за электроэнергию и поэтому их стремление повысить свою прибыльность за счет строительства собственной генерации экономически оправданно как за счет реализации своих корпоративных программ энергосбережения, так и за счет варианта самоэнергообеспечения.

Предлагается Минэнерго России, ФАС России отказаться от системы управления развитием ЕЭС административными механизмами типа ДПМ, что противоречит принципам конкуренции инвестиций и снижает эффективность ее работы, и рассмотреть альтернативный вариант формирования торговой системы в обороте электроэнергии с переходом от сложившейся моноцентричной структуры торговли электроэнергией к полицентричной структуре энергорынка [5, 6, 10]. Это позволит не только реализовать планируемую программу модернизации ТЭС на суммарную мощность около 30 ГВт, но и снизить цены на электроэнергию на предстоящие 7–10 лет для потребителей реального сектора экономики.

Пандемия и ценовой углеродный кризис закончатся, а поэтому нужны цены (тарифы) на энергоресурсы для прорывного экономического роста.

Основное целеполагание означенного перехода – это снятие со вновь появляющихся субъектов реального сектора экономики излишне раздутого через ценообразование на энергоресурсы финансового обременения.

Литература

1. «Доктрина энергетической безопасности Российской Федерации», утвержденная Указом Президента Российской Федерации 13 мая 2019 года, № 216, пункт 16а), пункт 17: а), б), е), ж), з).

2. О чем забыли внуки ГОЭЛРО. «Эксперт», № 7 (1063), 2018 г.

3. Стенников, В.А. Современные проблемы и пути преобразования электроэнергетики России // В.А. Стенников, В.О. Головщиков - «Энергетик», № 2, 2020 г.

4. Кутовой, Г.П. О мерах по развитию конкуренции на розничных рынках энергии и услуг ЖКХ / Г.П. Кутовой, В.В. Кузьмин. – М.: «Энерго Рынок», № 10 (105), 2012 г.

5. Георгий Кутовой. О выборе варианта дальнейших реформ в электроэнергетике (от чего ушли, к чему пришли и как выстраивать отношения в электроэнергетике, обеспечивая ее развитие). Bean Bassin, 2018, LAP LAMBERT Academic publishing RU. ISBN:978-613-9-84244-5.

6. Стенников, В.А. Создание эффективных розничных рынков электрической и тепловой энергии – важнейшая задача отечественной электроэнергетики / В.А. Стенников, С.И. Паламарчук, В.О. Головщиков. – М.: «Энергетик», 2017 г.

7. Кутовой, Г.П. Распределенная генерация в структурах территориальных электросетевых комплексов – актуальная задача повышения надежности систем электроснабжения потребителей / Г.П. Кутовой. – М.: «Энергетическая политика», 2015 г., № 2.

8. Голомолзин, А.Н. «Энергетика и промышленность России», № 21 (329), 01–15 ноября 2017 г. (стр. 7), www.eprussia.ru

9. Голомолзин, А.Н. Тенденции изменений на рынках электроэнергии и вопросы цифровой повестки / А.Н. Голомолзин. – М.: Сколково.

10. Кутовой, Г.П. Нужна новая парадигма (или архитектоника) экономических отношений в электроэнергетике / Г.П. Кутовой / «Энергетик», № 2, 2016 г., с. 8–13.

11. Кутовой, Г.П. О необходимости продолжения реформ в электроэнергетике / Г.П. Кутовой / «Энергоэксперт», № 3, 2019, с. 18–25.

12. Головщиков, В.О. Проблемы реформирования электроэнергетики в России и их влияние на рыночные отношения / В.О. Головщиков / «ЭнергоРынок», № 5, 2016, с. 30–35.

13. Стенников, В.А. О реформировании теплоснабжения России / В.А. Стенников / «Энергосбережение». № 5 и 6, 2014, с. 62–67.

14. Беляев, Л.С. Проблемы электроэнергетического рынка / Л.С. Беляев // Новосибирск: Наука, 2009. 296 с.

15. Жилкина, Ю.А. Проблемы реформирования электроэнергетики в России/ Ю.А. Жилкина // «Энергетик», № 1, 2020, с. 29–32.

16. Стенников, В.А. Создание эффективных розничных рынков электрической и тепловой энергии – важнейшая задача отечественной электроэнергетики // В.А. Стенников, С.И. Паламарчук, В.О. Головщиков / «Энергетик», № 2, 2018, с. 3–6.

17. Дзюбенко, В.В. Перекрестное субсидирование – анахронизм из 90-х. «Энергоэксперт», № 3, 2019, с. 26–30.

18. Постановление Правительства РФ от 20 марта 2019, № 287 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам функционирования агрегаторов управления спросом на электрическую энергию в Единой энергетической системе России, а также совершенствования механизма ценозависимого снижения потребления электрической энергии и оказания услуг по обеспечению системной надежности».

19. План мероприятий (дорожная карта) Национальной технологической инициативы «Энерджинет». Национальная технологическая инициатива. Электронный ресурс:

URL: http://www.nti2035.ru/markets/docs/DK_energynet.pdf.

20. Стенников, В.А. Розничный рынок электрической и тепловой энергии – проблемы и перспективы развития. / В.А. Стенников, В.О. Головщиков. – «Энергетик», № 6, 2019, с. 3–9.

21. Кутовой, Г.П. О необходимости продолжения реформ в электроэнергетике. Отрасль может и должна стать локомотивом реального сектора экономики в условиях цифровизации. Монография под редакцией проф. Н.Д. Рогалева «Цифровая Энергетика. Новая парадигма функционирования и развития» / Г.П. Кутовой. – М.: Из-во МЭИ, 2019, с. 144–169.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕХАНИЗМОВ УПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЕМ ТЕРРИТОРИАЛЬНЫХ ЭНЕРГОСИСТЕМ В УСЛОВИЯХ ЛИБЕРАЛИЗАЦИИ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ОТНОШЕНИЙ В ЭНЕРГЕТИКЕ

Лисин Е.М.,
д.э.н., доц.,
проф. кафедры экономики в энергетике и промышленности,
НИУ «МЭИ»

Энергобезопасность страны достигается путем обеспечения управляемости ее территориальных энергосистем. В современных исследованиях энергосистем России отмечается, что на сегодняшний день существует значительный уровень угрозы нарушения стабильного энергоснабжения в более чем 75% регионов, что связано с доминированием одного ресурса в топливно-энергетическом балансе, износом основных производственных фондов и их неприспособленностью к эффективной работе в условиях рынка, энергорасточительностью региональных экономик [1, 2]. Во многом данные проблемы обеспечения энергобезопасности связаны с низким качеством управления развитием энергосистем на территориальном уровне, в том числе, ввиду усложнения системы управления и состава субъектов, принимающих решения, вызванной процессами либерализации энергетики.

В условиях продолжающейся либерализации экономических отношений в энергетике и расширения применения рыночных механизмов управления, для реализации в полном объеме стратегических приоритетов государственной энергетической политики требуется совершенствование системы управления развитием энергетическим комплексом с позиции обеспечения эффективного взаимодействия органов государственной власти с участниками рынка и саморегулируемыми организациями, являющихся субъектами управления на различных организационных уровнях. Адекватное отражение интересов субъектов управления является основой формирования системы критериев принятия решений по развитию и функционированию территориальных энергосистем.

Для совершенствования механизмов управления развитием энергосистемы на территориальном уровне необходимо провести функциональную и компонентную декомпозицию организации управления ее производственных подсистем – систем тепло- и электроснабжения.

В основе управления системой электроснабжения на территориальном уровне лежат разрабатываемые схема и программа развития электроэнергетики региона на долгосрочный период. Для этого используются следующие нормативные документы:

- документы территориального планирования в области энергетики;
- правила технологического присоединения потребителей;
- региональная программа энергосбережения и повышения энергетической эффективности;
- методические рекомендации по проектированию энергосистем;
- методические рекомендации по разработке схемы и программы развития электроэнергетики субъекта страны на 5-летний период.

Исходной информацией для разработки схемы и программы развития электроэнергетики региона являются [3, 4]:

- прогноз спроса на электроэнергию;
- сведения о заявках на технологическое присоединение;
- схема и программа развития ЕЭС страны, а также отчеты о ее функционировании;
- предложения системного оператора.

Схема и программа развития электроэнергетики региона позволяет сформировать инвестиционную программу развития территориальных объектов электроэнергетики.

На рисунке 1 представлен механизм управления развитием системы электроснабжения на территориальном уровне, составленных на основе анализа существующего порядка разработки схемы и программы перспективного развития электроэнергетики региона.

Существующему механизму управления развитием системы электроснабжения свойственны следующие недостатки:

- отсутствует учет стратегий и программ инновационного развития территориальных генерирующих компаний, что приводит к несоответствию программы объективным тенденциям развития отрасли в рыночных условиях, и в дальнейшем вызывает рассогласование управления системой электроснабжения на территориальном уровне;

• отсутствует учет перспективного развития систем теплоснабжения, связанных режимами работы с системами электроснабжения при организации комплексного энергоснабжения потребителей, а также объединяемых сложной взаимосвязью тепла и электроэнергии как товаров;

• отсутствует специализированный контроль над соответствием разрабатываемой схемы и программы развития электроэнергетики методическим рекомендациям.

Рис. 1. Механизм управления развитием системы электроснабжения региона на основе существующего порядка разработки программ развития электроэнергетики

Низкое качество перспективных схем и программ развития электроэнергетики территориальных образований не позволяют их в полной мере использовать для разработки инвестиционных программ, что требует совершенствования организационного механизма управления развитием системы электроснабжения на территориальном уровне (рис. 2).

Повышению качества управления будет способствовать создание координационного органа управления, позволяющего согласовать управление на различных организационных уровнях межу территориальными органами исполнительной власти и территориальными генерирующими предприятиями, адекватно отразив интересы субъектов управления, как в области электроснабжения, так и теплоснабжения. Также его создание позволит:

- осуществлять совместное планирование развития систем тепло- и электроснабжения;
- обеспечить развитие комплексного энергоснабжения территориального образования на основе экономичного комбинированного производства энергетической продукции;
- повысить качество схем и программ развития систем тепло- и электроснабжения на основе выделения специализированных проектных организаций.

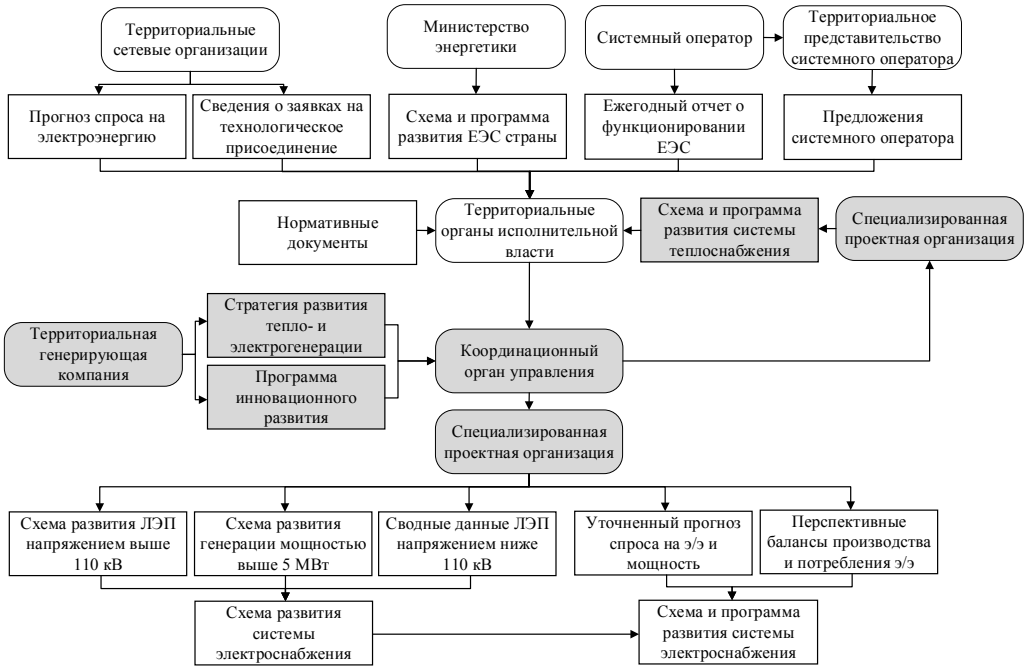


Рис. 2. Усовершенствованный механизм управления развитием системы электроснабжения региона

В отличие от управления системой электроснабжения управление развитием системой теплоснабжения фактически полностью реализуется на территориальном уровне. При этом существует три основных вида систем управления теплоснабжением [5, 6, 7, 8]:

- на основе административного управления, когда теплоснабжающая организация подчиняется администрации территориального образования;

- на основе частного управления, когда теплоснабжающая организация находится в частной собственности (в частности, территориальной генерирующей компании);
- на основе концессионного соглашения, когда имущество муниципального теплоснабжающего предприятия передается в доверительное управление; при этом за администрацией сохраняются имущественные права, но в управлении теплоснабжающей организацией она не участвует.

Обобщенный организационный механизм управления теплоснабжением представлен на рис. 3.

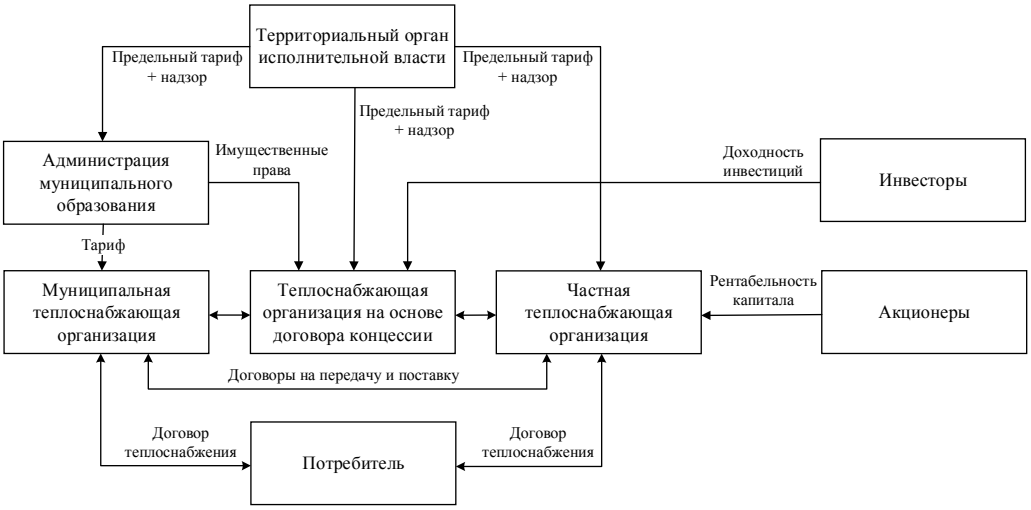


Рис. 3. Обобщенный механизм управления системой теплоснабжения

Администрация муниципального образования выполняет функции управления муниципальными теплоснабжающими организациями. Главным критерием управления является бюджетная эффективность при обеспечении доступного тепла для потребителей. При этом зачастую администрация также представляет и потребителей, осуществляя непосредственное руководство бюджетными организациями и предприятиями, эксплуатирующими жилой фонд. Формируя тариф на тепловую энергию, она фактически определяет стоимость тепла для собственного потребления. Поэтому тариф на тепло муниципальных теплоснабжающих организаций почти всегда будет ниже, чем устанавливаемый региональной энергетической комиссией [5, 8]. В свою очередь, это сказывается на недофинансировании, снижении надежности системы теплоснабжения и качества обеспечения теплом потребителей. Также смена администрации может приводить к реорганизации теплоснабжающей организации из-за ее убыточности.

Противоположным по критерию управления муниципальным теплоснабжающим организациям являются частные теплоснабжающие организации, задачей которых является обеспечение богатства собственников, показателем которого является рентабельность собственного капитала, характеризующая доход акционеров. Данный критерий управления предполагает увеличение цены на тепло при снижении издержек на производство и реализацию тепловой энергии. Отсюда данный механизм управления способствует увеличению добавленной стоимости путем осуществления мероприятий по повышению качества энергоснабжения потребителей и внедрению новых технологий, позволяющих реализовывать программы энергосбережения и энергоэффективности. Стоимость тепла при этом будет выше, чем у муниципальных теплоснабжающих организаций, но в целом надежность и качество теплоснабжения потребителей возрастает. При этом данный механизм управления становится актуальным только при осуществлении полной оплаты (или приближенной к ней) тепла потребителями, другими словами, функционировании рынка тепла со свободным механизмом ценообразования.

Промежуточным вариантом управления является реализация его на основе механизма государственно-частного партнерства, предполагающего в данном случае заключение концессионного соглашения администрацией муниципалитета с предпринимателем. В рамках соглашения управление теплоснабжающей организацией переходит частному лицу, привлекающему инвестиции для решения вопросов технологической модернизации основных производственных фондов и повышения качества теплоснабжения с целью извлечения прибыли. При этом муниципалитет сохраняет за собой имущественные права. В данном случае критерием управления, с одной стороны, становится доходность инвестиций, с другой – привлечение частных инвестиций для повышения надежности и экономичности теплоснабжения, а также снижения бюджетных расходов. Многосоставность критерия управления приводит к необходимости обеспечения баланса интересов государства и бизнеса.

Также существенным недостатком управления на основе концессионных соглашений является отсутствие экономических стимулов у предпринимателя направлять прибыль в капитализацию муниципальной собственности. Таким образом, большая часть прибыли расходуется на увеличение частной собственности, а муниципальная фактически

не развивается. В свою очередь, зачастую смена администрации приводит к изъятию муниципального имущества и возвращению его под административное управление ввиду отсутствия других механизмов воздействия. Таким образом, теряется ранее созданная инфраструктура теплоснабжения [8, 9].

На управление теплоснабжением оказывают влияние потребители тепла, с которыми заключают теплоснабжающие организации договоры теплоснабжения. При этом в централизованных системах теплоснабжения основным потребителем является жилой фонд. Таким образом, взаимодействие конечных потребителей с теплоснабжающими организациями осуществляется через управляющую компанию, эксплуатирующую жилой фонд, у которой отсутствует экономическая заинтересованность в энергосбережении, а установка соответствующего оборудования учета является дополнительными расходами. Таким образом, интересы потребителя как покупателя на рынке тепла фактически не представлены.

Усовершенствованный механизм управления системой теплоснабжения представлен на рис. 4.

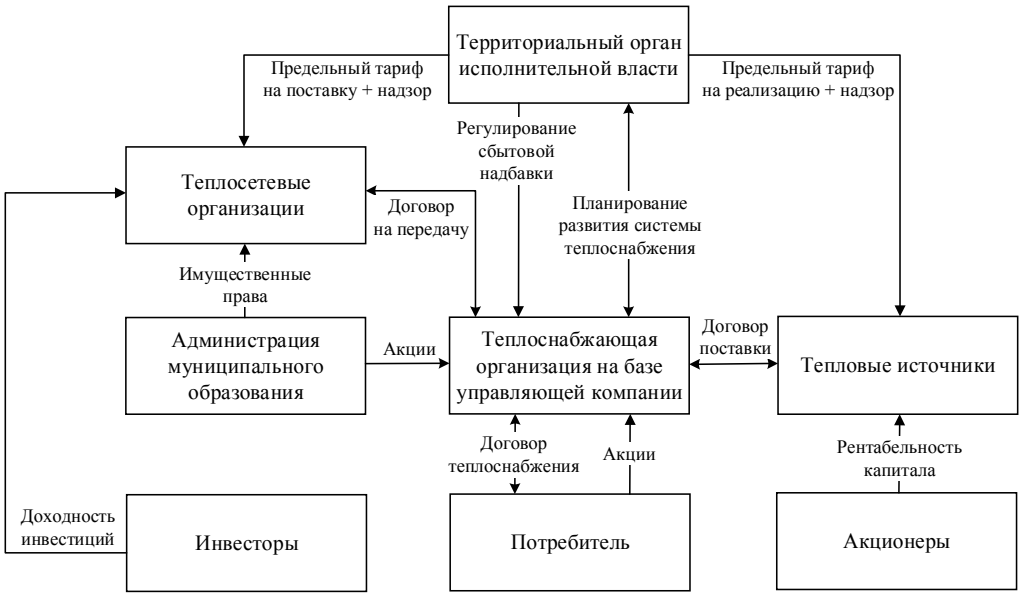


Рис. 4. Усовершенствованная механизм управления системой теплоснабжения

На текущий момент развитие систем управления теплоснабжением идет по пути централизации управления и создания единых теплоснабжающих организаций. При этом они формируются на базе теплосетевой ор-

ганизации или крупного теплового источника (преимущественно ТЭЦ) [10, 11, 12]. Но это не решает ряд выше обозначенных проблем управления, среди которых следует особо выделить проблему представления экономических интересов конечных потребителей на рынке тепла. Решить данную задачу управления позволяет организация единой теплоснабжающей организации на основе управляющей компании, осуществляющей эксплуатацию жилого фонда.

Создание теплоснабжающей организации на базе управляющей компании предполагает реализацию следующих мероприятий:

- акционирование управляющей компании за счет собственников жилых помещений и администрации муниципального образования;
- передачу управляющей компании функции управления системой теплоснабжения, а также определения критериев выбора поставщиков тепла;
- передачу управляющей компании функции перспективного планирования развития системы теплоснабжения и разработки инвестиционных программ уменьшения теплопотребления;
- закрепление за управляющей компанией функции распределения финансовых средств между производителями тепла и теплосетевыми компаниями.

Также предполагается, что теплосетевые организации будут находиться под муниципальным управлением или функционировать на основе концессионных соглашений, когда имущественные права сохраняются за администрацией. В данном случае управляющая компания может также быть концессионером и выполнять функции управления теплосетевым хозяйством, осуществляя контроль над эксплуатацией тепловых сетей. Особенно это целесообразно при локальной естественной монополии в области транспорта тепла.

Тепловые источники целесообразно выделять в отдельные предприятия и осуществлять их акционирование, что приведет к улучшению системы управления теплоснабжением путем развития конкуренции между производителями на рынке тепла. Соответственно доступ к тепловым сетям должен организовываться на одинаковых условиях. Такой подход позволяет решить проблему загрузки теплоснабжающими компаниями, осуществляющих эксплуатацию тепловых сетей, собственных тепловых источников, несмотря на возможности загрузки наиболее экономичных.

Потребители реализуют свои экономические интересы через акционирование управляющей компании, представляющей их на рынке тепла.

Таким образом, формируется рыночный покупатель, заинтересованный в уменьшении теплопотребления. При этом ответственность перед потребителями несет только одна управляющая компания, что также позволяет повысить качество управления.

Территориальный орган исполнительной власти осуществляет регулирование деятельности производителей тепла и теплосетевых компаний, как на основе установления предельного тарифа, так и технологического надзора. При этом также добавляется функция регулирования максимальной сбытовой надбавки по договору теплоснабжения, заключаемого управляющей компанией с конечным потребителем. В качестве механизма управления развитием системы теплоснабжения применяются разрабатываемые схема и программа развития теплоснабжения, составляемые на основе энергетической стратегии, документов территориального планирования и предложений управляющей компании. Соответственно, составленная программа развития системы теплоснабжения является основой для формирования инвестиционных программ единой теплоснабжающей организации и производителей тепла.

Предложенные механизмы управления территориальной энергетикой позволяют в рыночных условиях в полной мере использовать производственный потенциал и стимулы развития территориальных энергетических предприятий, что будет являться драйвером для снижения издержек управления и реализации целей государственной энергетической политики.

Литература

1. Воропай, Н.И. Энергетическая безопасность: сущность, основные проблемы, методы и результаты исследований / Н.И. Воропай, С.М. Сендеров. – М.: Издательство ИНП РАН // Открытый семинар «Экономические проблемы энергетического комплекса». – 2011. – С. 91.

2. Бушуев, В.В. О доктрине энергетической безопасности России / В.В. Бушуев, Н.И. Воропай, С.М. Сендеров и др. // Экономика региона. – 2012. – №. 2. – С. 40–50.

3. Китушин, В. Г. Проблемы развития электроэнергетики / В.Г. Китушин // Всероссийский экономический журнал «ЭКО». – 2011. – № 5. – С. 151–155.

4. Лисин, Е.М. Повышение экономической устойчивости региональных энергетических систем в условиях роста неравномерности энергопотребления / Е.М. Лисин, П.Г. Жовтяк, Г.Н. Курдюкова и др. // Вектор науки Тольяттинского государственного университета. Серия: Экономика и управление. – 2017. – № 4 (31). – С. 42–50.

5. Звонарева, Ю.Н. Энергосбережение в системах теплоснабжения крупных муниципальных объединений, запитанных от нескольких источников тепла / Ю.Н. Звонарева, Ю.В. Ваньков // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2015. – Т. 326. – №. 11. – С. 75–82.

6. Башмаков, И.А. Анализ основных тенденций развития систем теплоснабжения в России и за рубежом / И.А. Башмаков // Новости теплоснабжения. – 2008. – №. 2. – С. 6–10.

7. Лисин, Е.М. Исследование направлений развития региональных систем теплоснабжения в условиях объединения энергетических рынков Евразийского экономического союза / Е.М. Лисин, П.Г. Жовтяк, С.Ю. Балахонов и др. // Экономика и предпринимательство. – 2017. – № 6 (83). – С. 912–924.

8. Лисин, Е. М. Экономическая оценка повышения энергоэффективности проекта модернизации узла теплоснабжения / Е.М. Лисин, А.Ю. Амелина. – М.: НИУ МЭИ // Труды 6-й международной школы-семинара молодых ученых «Энергосбережение – теория и практика». – 2012. – С. 399–408.

9. Резниченко, Н.В. Модели государственно-частного партнерства / Н.В. Резниченко // Вестник Санкт-Петербургского университета. Серия «Менеджмент». – 2010. – № 4. – С. 58–83.

10. Папушкин, В.Н. Методика расчета радиуса эффективного теплоснабжения для схем теплоснабжения / В.Н. Папушкин, С.О. Полянцев, А.П. Щербаков и др. // Новости теплоснабжения. – 2014. – №. 9. – С. 44–47.

11. Воропай, Н.И. Системные исследования в энергетике: Ретроспектива научных направлений СЭИ-ИСЭМ / Н.И. Воропай, Н.В. Абасов, А.С. Апарцин, Л.С. Беляев и др. – Новосибирск: Издательство Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, 2010. – С. 686.

12. Лисин, Е.М. Разработка и экономический анализ решений по организации комбинированного производства энергетических продуктов в условиях децентрализации электроэнергетики / Е.М. Лисин, В.О. Киндра, Ю.С. Маришкина и др. // Вектор науки Тольяттинского государственного университета. Серия: Экономика и управление. – 2017. – № 2 (29). – С. 79–84.

СОВРЕМЕННЫЕ СПОСОБЫ ОБРАБОТКИ ВРЕМЕННЫХ РЯДОВ НА ПРИМЕРЕ АНАЛИЗА ВЛИЯНИЯ ЭПИДЕМИОЛОГИЧЕСКОЙ ОБСТАНОВКИ НА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКУ В РОССИИ

Литвинов П.В.,
начальник Аналитического отдела, АО «РТСофт»

Аннотация

Анализ временных рядов является краеугольным камнем решения большого класса задач, начиная от наблюдения состояния объекта и управления технологическими процессами, вплоть до прогнозирования и долгосрочного планирования.

Курс на цифровизацию экономики, использование технологий искусственного интеллекта успехи даталогии, смена парадигмы, когда автоматизированные системы управления все чаще рассматриваются как киберфизические системы, предъявляют новые требования к способам обработки временных рядов. Новизна предлагаемой технологии состоит в подготовке, преобразовании и обработке данных исключительно в оперативной памяти, с гарантированным сохранением исходных данных.

В качестве основных исходных данных были использованы почасовые значения генерации и потребления в России, с целью оценки влияния эпидемиологической обстановки и карантинных мероприятий на электроэнергетику в России. Это влияние легко отслеживается, но его степень оказалась значительно меньше первоначальных прогнозов, что внушает оптимизм. Предложенные архитектурные решения и способы обработки временных рядов продемонстрировали удобство использования, высокую производительность и наглядную визуализацию результатов.

Качество данных, содержащихся во временных рядах, непосредственно определяет возможность и полезность их применения для решения практических задач. Согласно ГОСТ «Системы менеджмента качества. Основные положения и словарь» [1], основными критериями качества данных являются точность, надежность, доступность и своевременность. Хорошо известны основные факторы снижения качества:

- «шум» (посторонние значения);
- пропущенные значения;
- дублирующиеся значения;
- аномальные значения и противоречия;
- значения, не соответствующие формату.

Системы оперативного управления класса SCADA, значительную часть функциональности которых составляет обработка временных рядов данных (time-series data) и их визуализация, содержат модули, осуществляющие предобработку данных путем очистки и оптимизации. К лучшим практикам, которые складывались годами, можно отнести добавление к записям кодов качества и использование нескольких меток времени. Например, метка времени момента измерения, которая формируется на полевом уровне, может дополняться меткой времени создания записи в базе данных центра управления. Дополнительная информация, содержащаяся в кодах качества, позволяет при обработке учесть нарушение физических пределов или пропуски данных, не затрагивая при этом сами данные, что является положительным моментом. Однако он не имеет места при использовании различных методов оптимизации, когда данные сжимаются или их размерность понижается каким-либо другим способом. Это приводит к тому, что данные оптимизируются и адаптируются для решения конкретной задачи и одновременно снижается их ценность, вплоть до полной бесполезности для решения других задач. Серьезный урон нанесли решения по сжатию данных, которые принимались 10–20 лет назад, когда стоимость хранения была достаточно высока, а парадигма больших данных (Big Data) «Собирайте и храните столько данных, сколько возможно, потому что сможете извлечь из них пользу», еще не сформировалась. В большинстве отраслей, в том числе и в энергетике, аналитики и специалисты по науке о данных (data science) лишены возможности анализа пер-

вичных исторических данных глубиной более 3–5 лет. Это сильно ограничивает возможности извлечения скрытых знаний и закономерностей, например, с целью организации технического обслуживания оборудования на основе диагностики и прогнозирования состояния (predictive maintenance).

Качество временных рядов приобретает особое значение для цифровой экономики, которая определяется как хозяйственная деятельность, в которой «ключевым фактором производства являются данные в цифровом виде» [2]. Парадигма цифровой экономики предлагает и комплексный подход к обеспечению качества сбора и анализа данных, основанный на внедрении платформенных решений отраслевого масштаба. В сфере распределенной энергетики, проект по разработке такой платформы под названием «∀Платформа» (https://a-platform.ru/) начался в 2019 году в рамках Национальной технологической инициативы по направлению Энерджинет (головной исполнитель – АО «РТСофт»). В настоящее время завершается этап проектирования ∀Платформы, а ее реализация начнется осенью 2020 года и продлится до 2022 включая пилотные внедрения.

Проектирование аналитических приложений ∀Платформы

Из мирового опыта построения платформенных решений известно, что успеха добились только те, которые изначально предлагали модули, направленные на решение прикладных задач. Наличия инфраструктурных компонентов, облегчающих разработку программного обеспечения, недостаточно для формирования экосистемы пользователей. Поэтому уже на этапе проектирования ∀Платформы большое внимание уделяется будущим аналитическим приложениям, изучается возможность и целесообразность использования в них различных существующих продуктов и инструментов, создаются прототипы ключевых функций, в том числе предназначенных для обработки временных рядов.

Типовая архитектура аналитического приложения, демонстрирующая взаимодействие компонентов в рамках информационного потока «с точки зрения пользователя», представлена на рис. 1. Пользователи приложения непосредственно взаимодействуют только с генератором отчетов и средствами интерактивной визуализации, а остальные компоненты функ-

ционируют в автоматическом режиме без участия человека. Согласно принятым проектным решениям, платформа будет предоставлять большой набор средств реализации компонентов с широкими возможностями по настройке и быстрой сборке конкретных приложений, а также готовые аналитические приложения в мощной облачной вычислительной среде с удаленным доступом.

Для приложений обработки временных рядов, возможные реализации архитектурных компонентов, рассмотренные на этапе проектирования, приведены в табл. 1. Примеры результатов, полученных при помощи прототипов таких приложений, представлены в последующих разделах настоящей статьи.

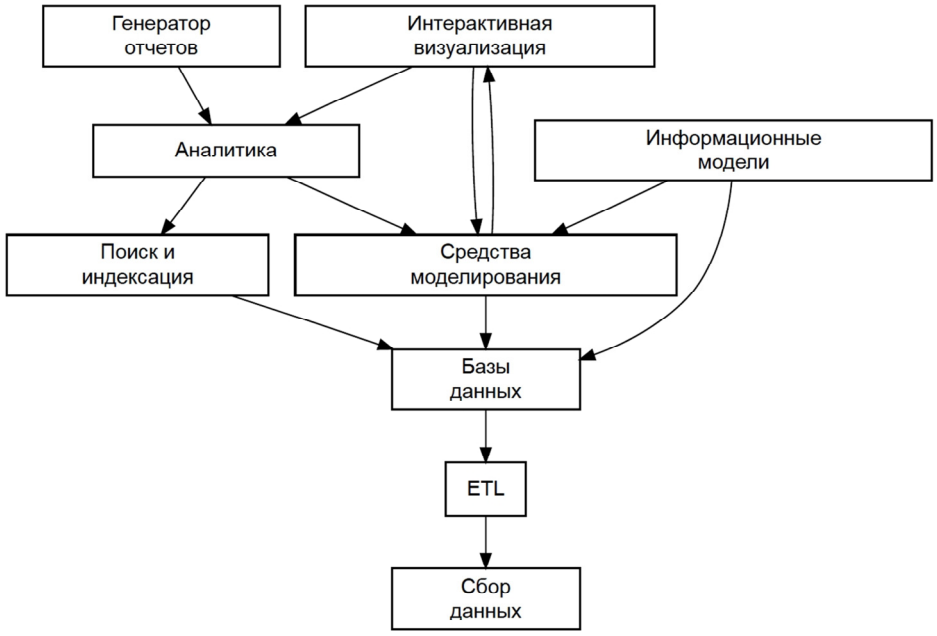


Рис. 1. Типовая архитектура аналитического приложения

Таблица 1

Возможные реализации компонентов

Компонент	Возможные реализации
Интерактивная визуализация	Панель (dashboard), композиция (mashup), диаграммы, таблицы, инфографика, текстовая аналитика
Генератор отчетов	Отчеты: автоматические (по расписанию), ситуационные (по событиям), ad hoc (по запросу)
Аналитика	Системы поддержки принятия решений (СППР, англ. DSS); аналитическая обработка (OLAP), анализ данных (Data Mining)
Информационные модели	Обогащение общей информационной модели электроэнергетики (Common Information Model, CIM), цифровые двойники
Поиск и индексация	Elasticsearch
Средства моделирования	AnyLogic, R, Python; JupyterLab, Open Source
Базы данных	Реляционные БД, нереляционные БД, файловые хранилища, распределенная файловая система HDFS (для больших данных), специализированные БД класса Time-series databases (TSD)
Функции выгрузки – преобразования – загрузки (Extract, Transform, Load – ETL)	Адекватные источникам и базам данных решения
Сбор данных	Существующие протоколы передачи данных

Источники данных, методы и инструменты

В качестве источника данных будем использовать открытую информацию, предоставляемую АО «Системный оператор Единой энергетической системы» и АО «Администратор торговой системы оптового рынка электроэнергии». Данные о генерации и потреблении в ЕЭС и ОЭС для долговременного хранения загружались в БД MySQL и имели следующий вид: код записи, метка времени, генерация, мощность потребления (МВт) табл. 2.

Таблица 2

Фрагмент временного ряда

id	datetime	generation	consumption
29180	2020-04-30 19:00:00	113004	112155
29181	2020-04-30 20:00:00	112874	112531

Дополнительно для отработки технологии обогащения данных использовались данные о средней температуре наружного воздуха в ЕЭС России и ОЭС и информация о частоте электрического тока в ЕЭС России, публикуемая ОАО «СО ЕЭС» в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 21.01.2004 № 24 «Об утверждении стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии». Для анализа был взят промежуток с 2017-01-01T00:00:00 по 2020-04-30T23:00:00. Выбор именно такого промежутка объясняется необходимостью оценки долговременных трендов за полные последние три года и возможность оценки влияния карантина за первые месяцы 2020 года.

Результаты, представленные в настоящей статье, были получены при помощи прототипа приложения обработки временных рядов, включающего следующие компоненты:

– генератор отчетов: Jupyter Notebook, R Markdown;
– визуализация: ggplot2;
– аналитика: dplyr, и другие библиотеки репозитория https://cran.r-project.org/;
– базы данных: MySQL – хранение после ETL; in-memory – обработка и анализ;
– сбор данных: rvest.

Для визуализации трендов на диаграммах и 95% коридора вероятности использовалась функция локализованной полиномиальной регрессии (LOESS).

Прототип аналитического приложения был размещен на выделенном сервере в облаке MS Azure (Standard B4ms, 4 vcpus, 16 GiB memory). Операционная система Ubuntu 18.04.4 LTS. Языком программирования был выбран R.

Отрабатывалась также технология, позволяющая избежать недостатков, перечисленных во Введении. С этой целью данные, расположенные в MySQL, не подвергались никаким преобразованиям, имитируя этим долговременное хранилище «сырых» данных. Все необходимые операции по предобработке и обработке выполнялись уже в оперативной памяти:

– выбор временного интервала для анализа;
– проверка на отсутствие пропусков, дубликатов и аномальных значений;
– преобразования с использованием синтаксиса SQL и его расширений.

Даже на этом простом примере были получены результаты, позволившие уточнить планируемую технологию предобработки данных в ∀Платформе, позволяющую оптимальным образом выполнить все необходимые преобразования, не затрагивая при этом исходные данные. Важность этого требования поясним на простом примере. Предположим, исходные данные содержали пропущенные значения, которые автоматически заменили средними, что совершенно логично и правильно с точки зрения наблюдения непрерывного технологического процесса. Но распределение пропущенных значений содержало в себе информацию о количестве и распределении во времени случаев отказа оборудования, линий связи и т.п. Аналогично, появление шума в данных, частота которого много больше характерных времен процесса может сигнализировать о деградации сенсоров или дает нам косвенную информацию о ненаблюдаемых величинах.

На рисунке 2 предлагаемая технология обработки данных. Временные ряды, находящиеся в любой из систем хранения открываются только на чтение и загружаются в оперативную память с учетом запрошенного набора данных и временного интервала. Все формализуемые операции по предобработке загружаются в виде фрагментов исполняемого кода. Исправления и замены, если их логика не поддается программированию, находятся во вспомогательной БД и применяются к набору данных. Таким образом, мы можем выполнять операции по предобработке и преобразованию, оптимизированные для каждой задачи, не затрагивая исходные данные.

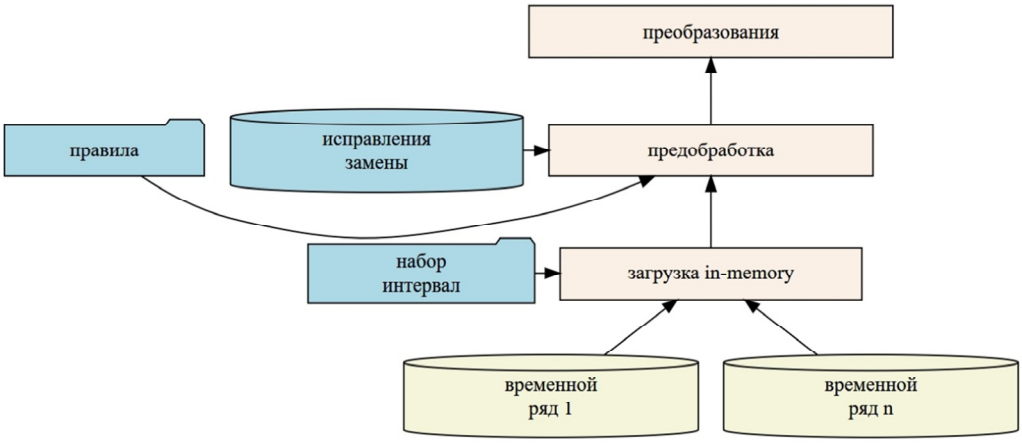


Рис. 2. Предлагаемая технология обработки данных

Проведенные замеры времени выполнения различных операций подтвердили целесообразность использования оперативной памяти для ускорения вычислений. Например, загрузка типичного временного ряда из 30 тыс. значений занимала 34 мс, последующие преобразования, включающие в себя фильтрацию, группировку и выполнение статистических функций – 7 мс. Что открывает возможность создания систем класса Intelligence amplification выполняющих роль советчика в темпе, приближенном к реальному времени. Для больших наборов данных необходимо будет принять меры к адекватному увеличению объема оперативной памяти или использовать решения использующие распределенные вычисления (MapReduce).

Для тестирования подсистемы визуализации использовалось построение температурной карты по всему массиву данных (26280 рядов, метка времени, 2 значения) о генерации и потреблении (рис. 3).

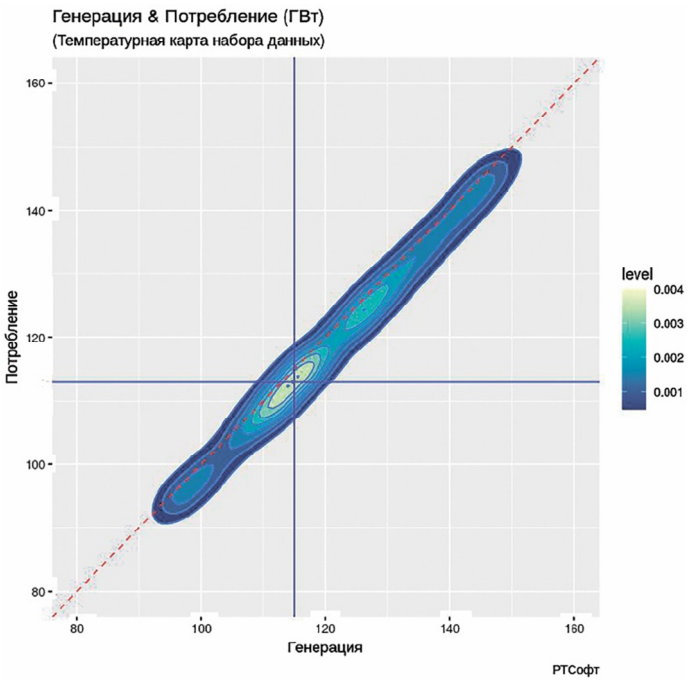


Рис. 3. Нагрузочное тестирование подсистемы визуализации

Полное время вывода диаграммы не превышало 2,3 секунд.

Влияние карантинных мероприятий

До сегодняшнего дня было опубликовано значительное количество прогнозов и мнений относительно того, как карантинные мероприятия повлияют на энергосистему России. Интерес к этой теме весьма практический, так как по снижению энергопотребления можно быстро и достаточно объективно оценить степень влияния на экономику. Первые оценки были сделаны разными авторами еще в конце марта 2020 г. Например,

Аналитики Центра макроэкономического анализа и краткосрочного прогнозирования сообщали, что по России в целом энергопотребление снизилось на 10% (по состоянию на 14:00 мск относительно уровня недельной давности), с поправкой на температуру — на 8%. С помощью этих показателей центру удалось грубо оценить снижение экономической активности в России. «С учетом того что эластичность генерации добавленной стоимости предварительно оценивается нами в 0,4–0,6, снижение экономической активности можно пока очень грубо оценить примерно в 16% по России в целом и в 22% по ЦФО», — отметили в ЦМАКП. [3]

Анализируя временной ряд можно заметить, что объявленный в конце марта режим самоизоляции, четко фиксируется на графике энергопотребления. Этот спад и послужил основой для большого числа пессимистичных прогнозов, которые, к счастью, не оправдались.

Разумеется, наибольший интерес будут представлять более точные данные, особенно их динамика. В какую сторону меняется ситуация и как быстро. Полный апрель – месяц карантинных мероприятий представляется идеальной выборкой для детального анализа. В нем не будет влияния високосного года, как в феврале и переноса выходных дней, как в марте и мае.

Построим осциллограммы почасовых значений мощностей потребления по ЕСЭ и энергосистемам за последние три полных года.

Линейная интерполяция позволяет оценить сложившиеся тренды изменения потребления:

- небольшой рост по ЕЭС;
- рост в ОЭС Сибири;
- значительный рост ОЭС Востока (рис. 4).

Также можно сделать выводы относительно амплитуды суточных и сезонных колебаний.

Снижение влияния карантинных мероприятий на потребление электроэнергии наглядно представлена на рис. 5. Значительная разница между апрелем 2019 и 2020 гг. в начале, практически незаметна к концу месяца.

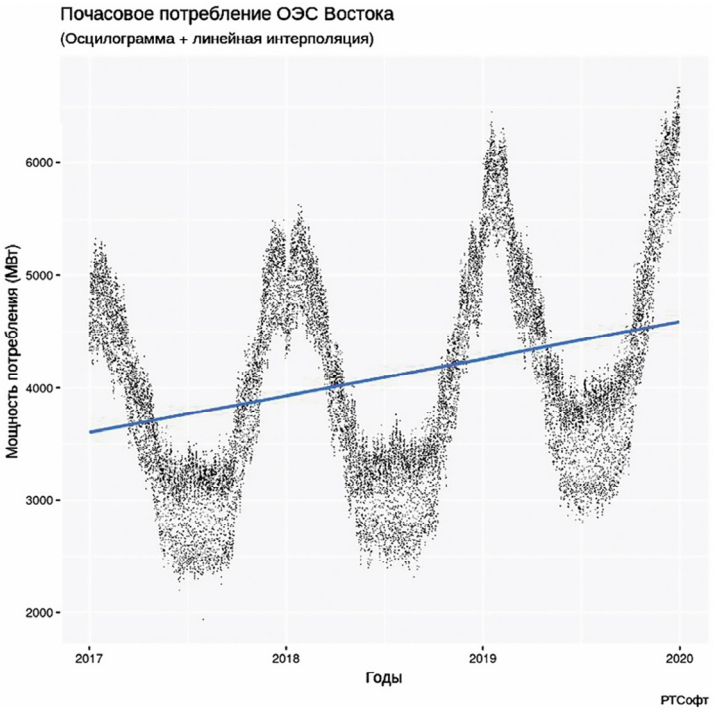


Рис. 4. Рост потребления электоэнергии в ОЭС Востока

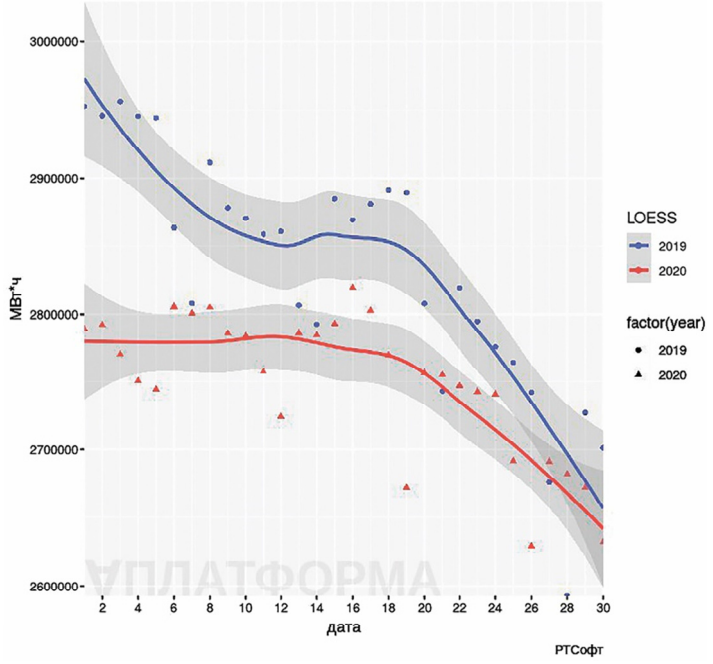


Рис. 5. Суточное потребление сравнение апреля 2019 и 2020 г.

Для простоты сравнения величин отобразим эту же информацию в процентах (рис. 6).

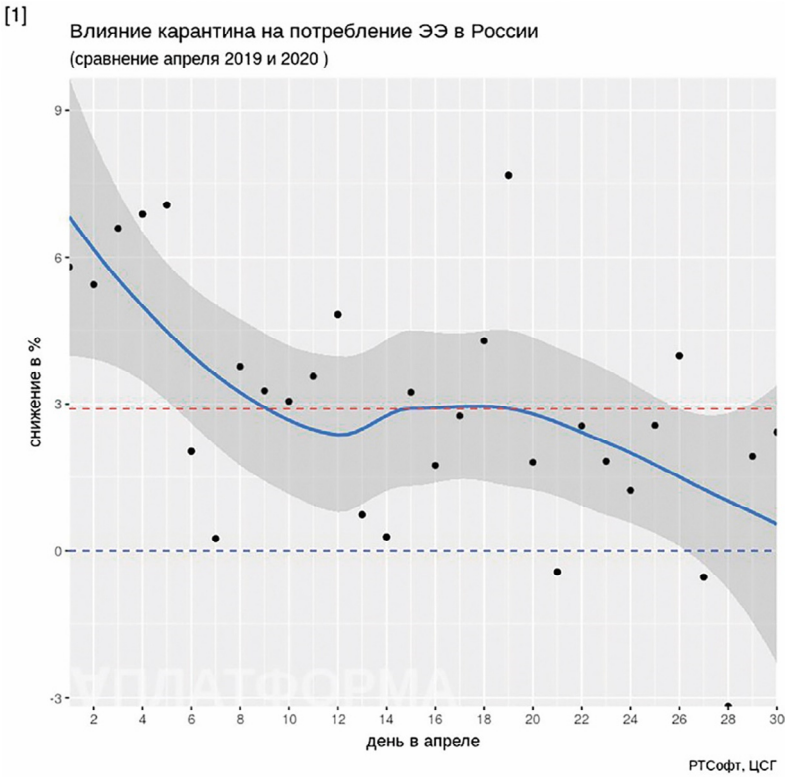


Рис. 6. Степень влияния карантина на потребление ЭЭ в России

Снижение потребления в начале месяца на 6% быстро сошло на нет. А среднее значение полностью согласуется с данными СО ЕЭС: «*По оперативным данным АО «СО ЕЭС», потребление электроэнергии в Единой энергосистеме России в апреле 2020 года составило 82,9 млрд кВт*ч, что на 2,9 % меньше объема потребления за апрель 2019 года*». [4]

Суточный профиль потребления

Отдельно было изучено изменение суточного профиля потребления в структуре ОЭС. Можно сказать что профиль стал более гладкий. Например в масштабе ЕЭС сгладился 11–12 часовой пик, а в ОЭС Юга, Северо-Запада и Центра (рис. 7) можно говорить об изменении привычек населения: люди стали позже ложиться спать.

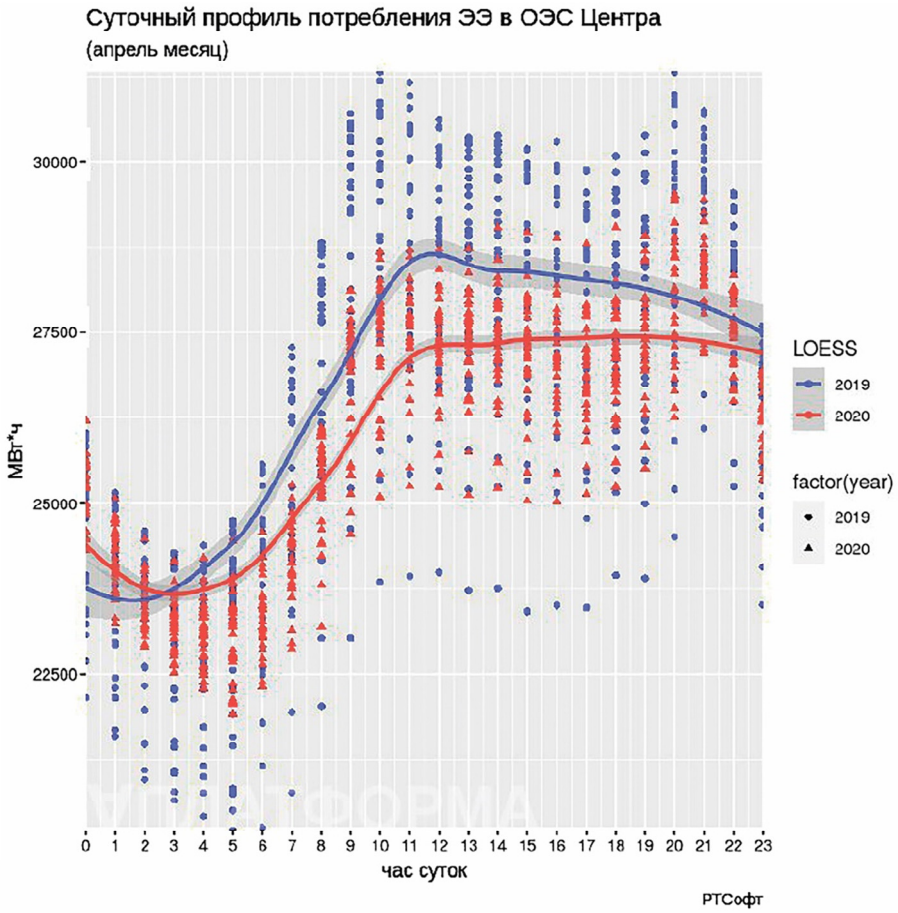


Рис. 7. Изменение суточного профиля

Влияние температуры

Тему погодных факторов на энергопотребление хорошо изучена [4]. В нашем исследовании дополнительная информация о температуре использовалась для отработки технологии обогащения данными из другого набора, повышающая их ценность для анализа.

Сильную, практически линейную обратную зависимость видно на Рис. 8. Корреляция температуры и энергопотребления. Коэффициент корреляции вычисленный разными методами составил:

- Пирсона –0,961;
- Спирмена –0,936;
- Кендалла –0,782.

Полное время преобразования данных 43 мс.

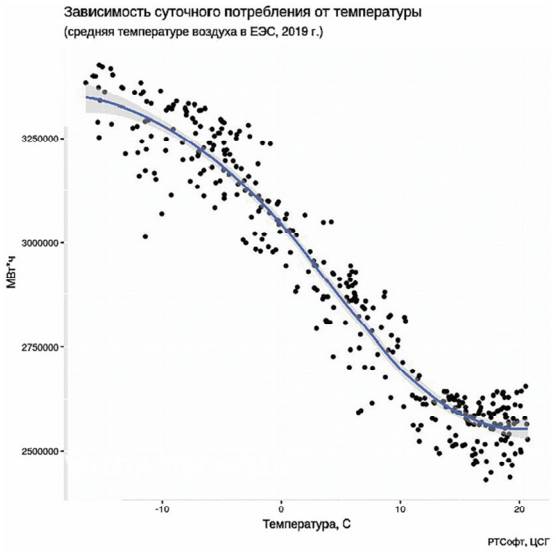


Рис. 8. Корреляция температуры и энергопотребления

Необходимость вычислять температурную поправку в нашем случае отсутствует, для доказательства сошлемся на Пресс-релиз Системного Оператора: *«Среднемесячная температура воздуха в апреле текущего года по ЕЭС России составила 5,7°С что на 0,7°С выше ее значения в том же месяце 2019 года. Незначительное отклонение среднемесячной температуры не оказало существенное влияние на потребление электроэнергии в апреле текущего года».* [5]

Влияния карантинных мероприятий на частоту в ЕЭС России

Частота в энергосистеме является с одной стороны самым простым, а с другой стороны самым комплексным показателем. На него в интегрированном виде оказывают влияние самые разные факторы:

- размер энергосистемы;
- структура генерации;
- технологии диспетчерского управления;
- качество планирования прогноза потребления
- техническое совершенство систем первичного и вторичного регулирования, и т.д. [6]

В качестве источника данных будем использовать открытую информацию, предоставляемую АО «СО ЕЭС» Частота в ЕЭС России (Гц) за период с 2017-01-01 00:00:00 по 2020-04-30 23:00:00. На Рис. 9. Гистограмма распределения количества значений видно, что наиболее вероятное значение частоты было 50 Гц или чуть выше с редкими и незначительными отклонениями.

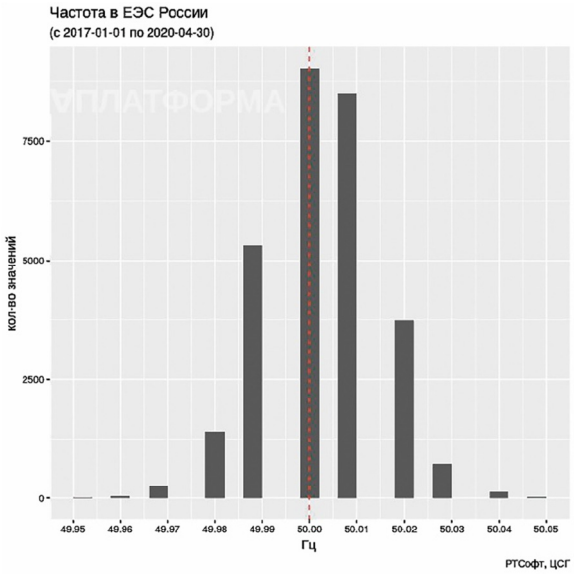


Рис. 9. Гистограмма распределения количества значений

Проведем сравнение средних дневных значений между апрелем 2019 и 2020 года. Возможность использовать средние значения была доказана на гистограмме, поскольку существенные отклонения даже на большом промежутке времени очень редкое явление.

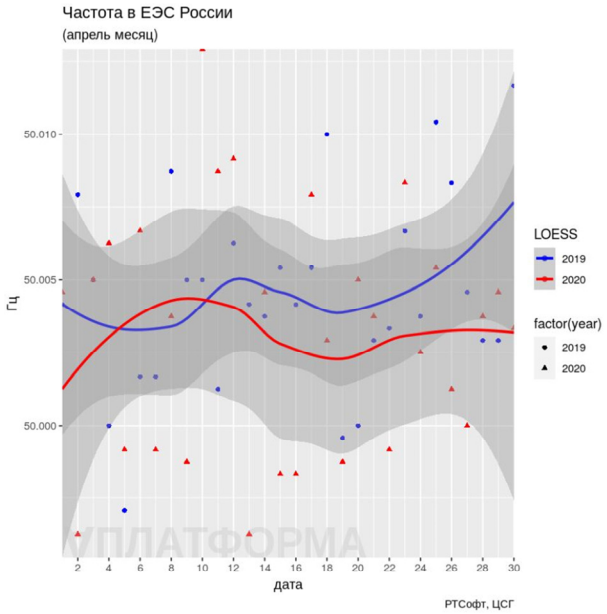


Рис. 10. Частота в ЕЭС России апрель 2019 и 2020 г.

На рисунке 10 видно, что влияние нельзя назвать значительным. Можно даже отметить большую стабильность частоты, особенно в третьей декаде месяца. Вероятно это связано с адаптацией механизмов планирования потребления с одной стороны, и, как мы уже знаем уменьшением влияния карантина на энергопотребление к концу месяца, с другой. Было также измерено влияние выходных и рабочих дней а также суточные колебания частоты в разбивке по часам. Размер статьи не позволяет привести весь объем полученных результатов анализа, но даже самое пристальное изучение не повлияло на вывод. **Карантинные мероприятия или не явились вызовом для системы управления ЕЭС России, или энергетики с ними успешно справились. Настолько успешно, что не удалось найти даже следы существенных отклонений.**

Заключение

Работа выполнена при поддержке гранта на проведение научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ № 34/19 гр от 29 ноября 2019 г. между Фондом поддержки проектов Национальной технологической инициативы и АО «РТСофт».

В результате был продемонстрирован подход к решению аналитических задач на базе перспективной российской программной платформы управления распределенной энергетикой. Оценена возможность использования свободного программного обеспечения. Подтверждена возможность и целесообразность использования преобразований в оперативной памяти для ускорения вычислений.

Литература

1. ГОСТ Р ИСО 9000-2015. Национальный стандарт Российской Федерации. Системы менеджмента качества. Основные положения и словарь.

2. Указ Президента Российской Федерации от 9 мая 2017 г. № 203 «О Стратегии развития информационного общества в Российской Федерации на 2017–2030 годы».

3. ЦМАКП: «Энергопотребление в ЦФО падает на 10%, деловая активность – на 20%» [Электрон. ресурс] https://peretok.ru/news/distribution/21895/

4. Макоклюев, Б.И. Анализ и планирование электропотребления / Б.И. Макоклюев. – М.: Энергоатомиздат, 2008.

5. Пресс-релиз: «Потребление электроэнергии в ЕЭС России в апреле 2020 года уменьшилось на 2,9% по сравнению с апрелем 2019 года», СО ЕЭС, 07.05.2020.

6. СТО 59012820.27.100.003-2012 «Регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС России. Нормы и требования», СО ЕЭС.

ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ СОВРЕМЕННЫХ ЦИФРОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ СОЗДАНИЯ СИСТЕМ МОНИТОРИНГА И ДИАГНОСТИКИ ЛОПАСТНЫХ МАШИН МАЛОЙ И СРЕДНЕЙ МОЩНОСТИ

Осика Л.К.,
ООО «Московское отделение ЦКТИ»

Работоспособное состояние машин и агрегатов на их основе является важнейшим условием гарантированного обеспечения объёма и качества выпускаемой продукции, оказания услуг в различных отраслях промышленности и инфраструктурных отраслях, включая электроэнергетику, теплоэнергетику и ЖКХ.

Как и в любой созданной человеком динамической системе, состояние лопастных машин и агрегатов на их основе (ЛМА[1]) определяется, прежде всего, механической прочностью деталей, узлов, соединений в условиях вращательного движения и внешних возмущений от потока рабочего тела, от потока энергоносителей, обеспечивающих движение, а также от внешних факторов, включая механические свойства фундаментов, температуру воздуха, влажность и пр.

Современные машины должны функционировать в условиях повышенных скоростей и нагрузок, испытывая при этом жесткое воздействие окружающей среды. Создание таких машин с удовлетворительными параметрами надежности стало возможным, в большой степени, за счет более эффективного использования материалов, цифровизации конструирования и повышенных требований к стендовым испытаниям. В то же время опыт их эксплуатации показывает повышенную чувствительностью машин к ошибкам конструкции, к неправильному техническому обслуживанию и ремонтам. Отсюда очевидна необходимость организации эффективного

[1] Под ЛМА понимаются в данной статье роторные машины и агрегаты на их основе с лопастным аппаратом воздействия на рабочее тело любой мощности и любого назначения – от турбоагрегатов ТЭС и АЭС, гидроагрегатов ГЭС, ветровых энергетических установок (ВЭУ) (турбина с генератором и вспомогательными машинами на одном валу), до воздушных нагнетателей, насосов с приводами любого типа (паровым, электрическим, водяным, ветровым, пр.).

контроля состояния ЛМА во время применения по назначению с различной нагрузкой, в том числе для предсказания оптимальных времени и объемов восстановления – стратегии и тактики технического обслуживания и ремонтов (ТОиР).

Полный цикл контроля состояния ЛМА включает в себя пять этапов:

1) обнаружение отклонения в поведении машины (главным образом путем *оценки вибрационного состояния*);

2) выявление неисправностей (дефектов) и их причин (*диагностирование*);

3) прогнозирование развития неисправностей (дефектов) (*предсказательное, или «прогностическое», моделирование*);

4) принятие рекомендаций по корректирующим действиям;

5) анализ состояния после останова ЛМА («вскрытие»).

Представляется наиболее эффективным обеспечить выполнение первых четырёх этапов в рамках единой информационно-аналитической системы, а верификацию заложенных в ней алгоритмов и моделей – в результате выполнения пятого этапа с участием высококвалифицированных экспертов и представителей разработчика системы.

Оценка вибрационного состояния и диагностирование дефектов ЛМА в настоящее время основаны на достаточно разработанной научно-технической базе и широко применяются в практике эксплуатации во всех отраслях промышленности, в электроэнергетике и теплоэнергетике [1].

Для обеспечения более надежной и безопасной работы машин устанавливают более жесткие ограничения их вибрационных характеристик. В то же время оптимизация затрат на обеспечение их жизненного цикла требует также распознавания дефектов по результатам измерений параметров вибрации, а также предсказания их развития для планирования времени и объёма восстановительных работ (ремонтов).

ГОСТ ИСО 10816-1-97 устанавливает методы оценки вибрационного состояния машин по измерениям вибрации на невращающихся частях. Однако существует значительное число машин, для которых измерение вибрации только на корпусных элементах, например, подшипниках, может оказаться недостаточным для полного представления о вибрационном состоянии машины. Такие машины обычно имеют несколько гибких роторов, вибрация которых может оказаться более чувствительной к изменению состояния машины. У машин, для которых предпочтительными являются измерения вибрации вала, жесткость и масса корпуса обычно су-

щественно превосходят аналогичные характеристики ротора. Для таких машин, как паровые и газовые турбины и турбокомпрессоры, каждая из которых может иметь несколько мод вибрации в диапазоне рабочих скоростей, измерения на невращающихся частях могут не дать точного представления о вибрационном состоянии машины. В этих случаях для контроля вибрационного состояния может потребоваться проведение измерений либо совместно на вращающихся и невращающихся частях, либо измерений только на вращающихся частях машин.

Обычно процедуры диагностирования применяют при обнаружении нарушений в работе машины. Нарушения выявляют, сравнивая значения диагностических признаков с некоторыми заранее установленными значениями (обычно со значениями параметров базового уровня), определяемыми на основе опыта эксплуатации, приемочных испытаний или путем статистической обработки данных, измеренных на длительном интервале времени. Такая модель исправного состояния ЛМА носит название эталонной.

Возможность проведения диагностирования зависит от типа машины, ее конфигурации и рабочих условий. На наличие неисправности могут указывать отклонения одного или нескольких контролируемых параметров от базовой линии, или от эталонной модели.

Существуют разные подходы к диагностированию, среди которых выделяют два основных:

- поиск неисправности по диагностическим признакам;
- выявление причинно-следственных связей, приведших к появлению неисправности.

В отличие от оценки состояния и диагностирования прогнозирование развития дефектов и обоснованное предсказание состояния ЛМА на любой период времени представляют собой в целом нерешённую проблему, которую пытаются решить путём предсказательного моделирования объекта контроля в трёх направлениях:

- создание статистических моделей (самый распространённый в настоящее время подход);
- создание структурно-симуляционных («физических») моделей поведения ЛМА и развития дефекта (требует применения сложного математического аппарата и глубоких знаний конструкций машин и оборудования, свойств материалов и дефектологии);
- создание комбинации вышеуказанных моделей для конкретных типов ЛМА и типов дефектов.

Очевидно, что прогнозирование технического состояния машины (требующее предсказания, в какой степени работоспособность машины сохранится в будущем), основанное на статистическом подходе, не предполагает безошибочных решений. Поэтому стандартизация в этой области носит характер рекомендаций и концепций (дескрипционный подход), а не строго предписанных действий (прескрипционные модели и подходы).

Для прогнозирования развития неисправности требуется знание возможных видов отказа для машин данного вида и досконального понимание связей между рабочими состояниями машины и видами отказов. Поэтому, прежде чем приступать к операциям экстраполирования, необходимо обеспечить понимание физических процессов, лежащих в основе неисправностей разных видов, а также сбор данных, связанных с предшествующим применением машины, ее техническим обслуживанием, результатами контроля, периодом безотказной работы, характером работы машины в разных условиях при разных показателях производительности. Процесс прогнозирования должен включать в себя применение аналитических моделей зарождения и развития повреждений в машине.

Основными инструментами технологии прогнозной (предиктивной) аналитики с применением инструментария Big Data являются современные цифровые системы прогнозирования и удаленного мониторинга (СПиУМ), основанные на технологиях промышленного интернета. Предиктивная аналитика – это научная дисциплина и отрасль Индустрии 4.0, которая изучает методы и способы составления прогнозов. На основе данных о прошлом и текущем состоянии объекта имеется обоснованная возможность относительно точного расчета его характеристик в будущем.

В настоящее время всё мощное вращающееся генерирующее оборудование оснащается штатными системами виброзащит. На рынках России и других стран мира представлено множество стационарных систем вибромониторинга и вибродиагностики, которые применяются для мощных турбоагрегатов электростанций и специальных промышленных машин. Среди них следует отметить, например, Smart signal (Genrral Elrctric), SPPA D3000 Plant Monitor (Siemens), EtaPro (GP Strategies / Rovsing Dynamics), Avantis PRiSM (Shneider Electric), pSeven (DATADVANCE), Clover PMM (Clover Group) и пр.

В них используются различные математические методы предсказательной (предиктивной) аналитики, такие как:

- выявление сходства переменных (similarity base modelling (SMB));
- нейронные сети;
- метод главных компонент;
- нечеткие логики (fuzzy logics);
- градиентный бустинг деревьев решений.

Так, компания «Консист Бизнес Групп» в мае 2018 г. представила свой подход к решению проблемы планирования ремонтов оборудования на основе «умного» сервиса Consyst Smart Service, построенного на облачной платформе Azure. Используя данные о реальном состоянии оборудования, полученные с установленных на оборудовании датчиков, Consyst Smart Service позволяет настроить и обучить модель прогнозирования даты отказа оборудования, а затем передать полученные данные в ERP-систему.

Решение интегрировано с сервисом Microsoft IoT Hub и использует его для агрегации данных, полученных с объекта. После онлайн анализа полученной информации отфильтрованные данные поступают в сервис прогнозирования Azure Machine Learning, позволяющий делать прогноз отказов. За счет гибкости настройки сервиса предиктивная аналитика может быть выполнена для различных типов оборудования и с использованием ряда эффективных прогнозных моделей.

В отличие от АСУ ТП, даже повышенной функциональности, СПиУМ позволяют не только собирать, структурировать и отображать информацию, но и обрабатывать её специальным образом, формировать прогноз ЖЦ в автоматизированном режиме с учетом мнений ответственных экспертов с целью выдачи рекомендаций по режимам дальнейшей эксплуатации оборудования. Это особенно важно при разработке генерирующими компаниями программ ТОиР и инвестиционных программ модернизации и нового строительства активов. Данный подход фактически реализует известную концепцию ремонтов по техническому состоянию.

Наиболее известной отечественной системой предиктивной аналитики для тепломеханического оборудования в нашей стране является программно-аппаратных комплекс ПРАНА, разработанный и эксплуатируемый АО «РОТЕК». Он представляет собой индустриальное IoT решение для диагностики и прогноза состояния оборудования с целью повышения эффективности его работы и снижения эксплуатационных затрат. Система предиктивной аналитики комплекса является частью предоставления услуг компаниям – владельцам или эксплуатантам оборудования.

В то же время для выборочного контроля вибрации при эксплуатации ЛМА средней и малой мощности в промышленности используются, как правило, переносные системы вибромониторинга и вибродиагностики разных производителей. Стационарные измерительные системы для массы ответственных агрегатов средней и малой мощности в настоящее время не применяются ввиду относительно высокой их стоимости. По этой же причине отсутствует централизованная экспертная поддержка массового вращающегося оборудования.

Очевидно, что основным направлением оптимизации управления жизненным циклом ответственных технологических систем является внедрение стационарных экспертных систем вибромониторинга и вибродиагностики машин и агрегатов самой разной мощности [2] – не только «больших» ЛМА, но и массы рассредоточенных «малых» и «средних» машин.

По мнению ведущих отечественных и зарубежных экспертов, одним из главных трендов приборостроения должно стать создание дешёвых миниатюрных многофункциональных датчиков параметров вибрации с передачей исходной и (или) диагностической информации на основе МЭМС[2]-технологий.

На рынке присутствует ряд подобных изделий зарубежных производителей, достаточно дорогих и сложных в эксплуатации (таких как LORD MicroStrain, CSI 9420 и пр.). Также появляются российские продукты, например, системы, разработанные ООО «ГК Инновация»[3]. Недорогая платформа информационно-аналитической системы защиты, мониторинга и диагностики состояния ответственных машин и агрегатов средней и малой мощности в технологических системах генерации и потребления электроэнергии, позволит оптимизировать затраты на жизненный цикл ЛМА с помощью создания и применения постоянно саморазвивающихся моделей их цифровых двойников. Маломасштабная платформа может быть создана даже непосредственно в многофункциональном миниатюрном датчике и передавать информацию в подсистемы АСУ ТП разного уровня [3] и на устройства управления ЛМА (как защита).

---

[2] Микроэлектромеханические системы – устройства, объединяющие в себе микроэлектронные и микромеханические компоненты.

[3] Проект «Разработка предикативной автоматической распределенной IIoT платформы вибрационной диагностики на базе взрывозащищенных интеллектуальных сенсоров, как инструмента оптимизации жизненного цикла роторного оборудования промышленных предприятий», представленный на стратегической сессии рабочей группы «Технет» Национальной технологической инициативы (URL: https://technet-nti.ru/album/1759).

В общем случае предсказательное моделирование на основе как статистических, так и структурно-симуляционных моделей либо их комбинации требует сбора, хранения и анализа большого объёма данных от многочисленных ЛМА (лучше от всего их парка), больших вычислительных мощностей в случае применения структурно-симуляционных моделей (цифровых двойников) и значительного экспертного потенциала сопровождения системы. При этом существующие промышленные системы диагностирования и предсказательного моделирования (таких как ПРАНА) имеют ряд недостатков [4], основные среди которых:

- ориентация на мощное малосерийное или уникальное оборудование (в энергетике – газовые турбины, в гораздо меньшей степени – паровые турбины);
- применение в практическом плане исключительно статистических моделей;
- узкий круг пользователей и небольшие объёмы применяемой статистической информации, что не позволяет создать релевантные диагностические и предсказательные модели для отдельных типоразмеров ЛМА (в особенности, малой и средней мощности массового применения);
- закрытая архитектура;
- отсутствие сервиса по доступу клиентов с целью индивидуальной работы с БД и моделями (в том числе, создающимися ими самостоятельно);
- неприменение или неэффективное применение доступных современных ИТ-технологий, таких как облачные и распределённые вычисления, управление большими данными, интернет вещей и т.д.

Всё вышеизложенное позволяет сделать вывод об актуальности и перспективности для различных отраслей промышленности, в том числе в коммерческом плане, создания ориентированной на широкий круг клиентов информационно-аналитической системы выявления и предсказания развития дефектов ЛМА малой и средней мощности с применением вибрационно-акустических методов контроля, статистического и структурно-симуляционного математического моделирования объектов, которая была бы лишена недостатков существующих информационных систем. При этом должны быть решены следующие научно-технические задачи.

1. Разработка принципов и методологии создания цифровых двойников ЛМА для целей контроля их вибрационно-акустического состояния [5].

2. Создание единой научно-обоснованной саморазвивающейся системы моделей (с участием экспертной панели и клиентов) для полноценного вибрационно-акустического контроля ЛМА различных видов, типов и мощностей на всех стадиях проявления и развития их дефектов.

3. Разработка принципиально нового подхода к предоставлению клиентам различных категорий оценочных, диагностических и предсказательных сервисов высокого качества для ЛМА на основе аккумулирования опыта эксплуатации значительного числа однотипных машин и агрегатов, в предельном случае – большинства изделий соответствующих парков оборудования.

4. Применение для построения специализированной информационно-аналитической системы контроля состояния ЛМА инновационных облачных и туманных технологий вычислений и хранения информации, интернета вещей, управления большими данными, коммуникационных технологий.

Выводы

1. Достигнутый уровень микроэлектроники, МЭМС-технологий и цифровых технологий сбора, передачи и обработки больших данных позволяют перейти к созданию высокоэффективных систем мониторинга технического состояния и предсказательного моделирования рассредоточенных ЛМА малой средней мощности во всех промышленных отраслях национальной экономики.

2. Главной научно-технической задачей такого переходя является разработка цифровых двойников контролируемого оборудования –пакетов проблемно-ориентированных структурно-симуляционных моделей ЛМА, дополняемых статистическими моделями на основе большого числа (в идеале – всего парка) однотипного оборудования.

3. Системы предсказательного моделирования ЛМА малой и средней мощности целесообразно выполнять в «облаке» (для обслуживания большого числа клиентов), а не средствами ресурсов отдельных собственников.

Литература

1. Барков, А.В. Вибрационная диагностика машин и оборудования. Анализ вибрации: учеб. пособие / А.В. Барков, Н.А. Баркова. – СПб: СПбГМТУ, 2003. – 156 с.

2. Тверской Д.Ю. Задачи и проблемы совершенствования АСУТП энергоблоков в направлении их интеллектуализации: Сб. докл. IV Всерос. науч. конф. «Управление и информационные технологии». / Д.Ю. Тверской, Ю.С. Тверской. – СПб: ЛЭТИ, 2006. – С. 230–236.

3. Наумов, С.А. Опыт использования удаленного доступа и предсказательной аналитики состояния энергетического оборудования / С.А. Наумов, А.В. Крымский, М.А. Липатов и др. // Теплоэнергетика. № 4. 2018.

4. Intelligent Fault Diagnosis and Prognosis for Engineering Systems. G. Vachtsevanos, F. Lewis, M. Roemer A. Hess and B. Wu © 2006 John Wiley & Sons, Inc.

5. Васильев, В.А. МЭМС-технологии и вибродиагностика энергетического оборудования ТЭС / В.А. Васильев, А.Ю. Ницкий, А.В. Ерпалов, и др. // Электрические станции. № 4. 2019.

ИНДУСТРИАЛИЗАЦИЯ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИЯ СТРАНЫ — ФУНДАМЕНТ ИСТОРИЧЕСКОЙ ПОБЕДЫ СОВЕТСКОГО НАРОДА

Перминов Э.М.,
председатель секции, член Президиума Научно-технической коллегии НП «НТС ЕЭС, почетный профессор НИУ МЭИ, Почетный энергетик Минэнерго РФ, Заслуженный энергетик ОАО РАО «ЕЭС России»

В 2020 году в нашей стране и в мире отмечается большое число важных исторических событий в связи 75-летним Юбилеем со дня Победы СССР, советского народа в Великой Отечественной войне, закончившейся полным поражением и безоговорочной капитуляцией фашистской Германии и ее союзников и сателлитов, практически объединенной Гитлером Европы. Предстоит также масса юбилеев, связанных с окончанием второй мировой войны и победой над Японией и освобождением европейских и азиатских стран, столиц, важных городов и военных операций. С годами становится все меньше живых свидетелей и участников тех событий, поэтому историческая связь между поколениями разрывается. Раньше детально о событиях войны можно было и не говорить – историческая память живущих поколений и непосредственных участников держала в уме эти события как фундаментальные и незыблемые. Сейчас необходимо не просто произносить полные патетики и эмоций общие слова, но и нужно конкретно называть те события и тех людей, о которых в силу разных причин уже стали забывать.

Юбилей Великой Исторической Победы советского народа в Великой Отечественной войне вызывает обострение идеологических и исторических нападок на Россию, как правопреемницу СССР, желание пересмотреть результаты войны в угоду нынешним хозяевам многих стран. «*Нельзя допустить того, чтобы события Великой Отечественной войны были забыты и искажены*». Об этом заявил Президент России В.В. Путин в интервью для программы «Москва. Кремль. Путин» на телеканале «Россия-1» 19.01.2020 г. *«Все забывается, все стирается. Не можем позволить никому стереть, не позволим»* сказал он. Президент в Послании Федеральному Собранию сообщил, что государство обеспечит условия и выполнит «наш долг как страны-победительницы и ответственность перед

будущими поколениями». В стране подготовка к Юбилею велась заранее и ведется на государственном уровне и предусмотрена Указами Президента и соответствующими Распоряжениями Правительства, в том числе, Указом Президента от 9 мая 2018 г. [1].

Эту Победу обеспечила Красная Армия, политически, экономически морально и своим военным искусством превосходившая своих противников и наголову разгромившая лучшую армию Европы (мира?), обладавшую значительным преимуществом в общем экономическом потенциале и бóльшими человеческими ресурсами. В год важного Юбилея этой Исторической Победы представляется необходимым вспомнить военное руководство страны, Верховного Главнокомандующего и видных военачальников: членов Ставки Верховного Главнокомандования, руководителей Наркомата обороны, Генштаба, командующих фронтами Красной Армии в решающих оборонительных и наступательных операциях Великой Отечественной и второй мировой войны, обеспечивших эту Победу.

Решающую роль в достижении Победы сыграла военная экономика страны, и конечно, энергетика, как стратегическая отрасль, обеспечивающая функционирование народного хозяйства и жизнеобеспечение населения. Сейчас все это трудно представить. Фронт, военные действия, бомбежки городов и населенных пунктов, транспортных путей, экстренный демонтаж оборудования часто под обстрелом противника, эвакуация заводов, электростанций и населения, развертывание «с колес» оборонных и энергетических предприятий в условиях Урала и Сибири, ограничений в ресурсах и, снабжении. Это выпало на долю поколения войны, в том числе, и энергетиков. Трудно и сложно рассказать о всех людях и событиях, поэтому в статье речь идет о некоторых событиях и моментах героической военной эпопеи и отчасти о руководителях ведущих отраслей промышленности и энергетики в те суровые годы. Я думаю, полезно их вспомнить и понять, кто были эти люди и как они победили?

Возможность военного нападения со стороны капиталистических государств заставляла первое в мире пролетарское государство при разработке довоенных пятилетних планов развития страны максимальное внимание уделять тем отраслям промышленности, на которые выпадает главная роль в деле обеспечения обороны и хозяйственной устойчивости страны в военное время. Советское руководство осуществляло также курс на укрепление экономической независимости и способности страны обеспечить себя всем необходимым как в условиях мира, так и в случае войны.

Широко использовались и преимущества международного разделения труда. На внешних рынках в предвоенные годы возрос экономический авторитет СССР. Оборот внешней торговли увеличился к 1941 г. В импорте заметную роль играли машины, станки и оборудование, прокат черных и цветных металлов, целлюлоза, каучук и, даже, непосредственно военная техника. Ниже показано, как и благодаря чему, Победа была обеспечена экономически.

Индустриализация СССР не имеет аналогов в мировой истории развития стран

Великая Отечественная война Союза Советских Социалистических Республик – это война против нацистской Германии и ее европейских союзников: Болгарии, Венгрии, Италии, Румынии, Словакии, Финляндии, Хорватии и оккупированных и по сути поддерживающих Германию: Франции, Чехословакии, Голландии, Бельгии, Дании, Норвегии и Испании. СССР, население которого в 1941 г. составляло 196, 4 млн человек воевал фактически почти со всей объединенной и просвещенной Европой (более 380 млн человек) с ее огромным военно-промышленным потенциалом. Война против СССР в корне отличалась от той, которую Германия вела в Европе, где она и не встречала серьезного организованного сопротивления.

Война для Советского Союза началась с вероломного нападения фашистской Германии, ее союзников и сателлитов на рассвете 22 июня 1941 г., нарушивших Пакт о ненападении. **По своим масштабам, ожесточенному характеру и числу жертв Великая Отечественная война не имеет себе равных в истории человечества.**

Решение всех сложных вопросов в условиях начавшейся войны потребовало кардинального изменения всей системы политического, государственного, экономического и военного руководства и обстановки в стране. Учитывая чрезвычайно сложную и опасную ситуацию, руководством страны буквально с первых часов нападения были приняты экстраординарные меры и в экономике и в военной области и по организации борьбы с зарвавшимся врагом.

Одной из главных задач, которую пришлось решать с первых дней войны, была быстрейшая перестройка народного хозяйства, всей экономики страны на военные рельсы.

24 июня 1941 г. Постановлением ЦК ВКП (б) и СНК СССР «для руководства эвакуацией населения, учреждений, военных и иных грузов,

оборудования предприятий и других ценностей» при СНК СССР был создан **Совет по эвакуации** в составе Л.М. Кагановича (председатель), А.Н. Косыгина (заместитель председателя), Н.М. Шверника (заместитель председателя), Б.М. Шапошникова, С.Н. Круглова, П.С. Попкова, Н.Ф. Дубровина и А.И. Кирпичникова. Позднее были дополнительно введены А.И. Микоян, Л.П. Берия, М.Г. Первухин, В.С. Абакумов (НКВД), генерал-майор М.В. Захаров. 3 июля 1941 г. Председателем Совета по эвакуации был назначен Н.М. Шверник.

26 сентября 1941 г. при Совете по эвакуации было создано **Управление по эвакуации населения** во главе с К.Д. Памфиловым**.**

За лето и осень 1941 года из фронтовой зоны было вывезено 2593 предприятия, в том числе 1560 оборонного значения, эвакуировано свыше 18 млн человек. Вместе с эвакуированными в июле – сентябре 1942 г. их общая численность достигла 25 млн человек.

30 июня 1941 года совместным постановлением Президиума Верховного Совета СССР, Совета народных комиссаров СССР и Политбюро Центрального комитета ВКП (б) был образован **Государственный Комитет Обороны (ГКО), главный орган управления страной, взявший на себя всю ответственность в то критическое время.** Необходимость создания **ГКО** как высшего органа управления мотивировалась тяжелым положением на фронте, требовавшим максимальной централизации руководства страной.

Состав Государственного Комитета Обороны (ГКО): Председатель ГКО – И.В. Сталин.

Заместитель председателя ГКО В.М. Молотов; Члены ГКО: К.Е. Ворошилов, Г.М. Маленков, Л.П. Берия.

В ходе войны в составе **ГКО** были произведены изменения: 3 февраля 1942 г. членами Государственного Комитета Обороны были назначены **Н.А. Вознесенский и А.И. Микоян,** а 20 февраля 1942 г. в состав ГКО был введен **Л.М. Каганович;** 16 мая 1944 г. **Л.П. Берия** был назначен заместителем председателя ГКО; 22 ноября 1944 г. членом ГКО вместо **К.Е. Ворошилова** был назначен **Н.А. Булганин.**

И.В. Сталин, возглавляя **ГКО,** во время войны был **Секретарем ЦК ВКП (б) и Председателем Совета народных комиссаров СССР (Председателем Правительства СССР),** а также был назначен **Председателем Ставки Верховного Главнокомандования** (с 10.07.1941 г.) и **Народным комиссаром обороны СССР** (с 19.07.1941 г.).

Руководством страны была поставлена задача превращения страны в единый боевой лагерь с ориентацией всей хозяйственно-экономической деятельности на нужды войны и укрепление Красной Армии, на развитие партизанского движения на оккупированной территории и организации победы над врагом. Органами **ГКО** на местах были городские комитеты обороны и уполномоченные (в союзных и автономных республиках). Органы **ГКО** действовали одновременно и через конституционные органы власти и управления (органы местного самоуправления и партийные организации).

Основная линия этой перестройки была определена в Директиве Политбюро ЦК ВКП (б) и Совета Народных Комиссаров от 29 июня 1941 г. Конкретные мероприятия по перестройке народного хозяйства начали осуществляться с самого начала войны. На второй день войны был введен мобилизационный план производства боеприпасов и патронов. А 30 июня Политбюро ЦК ВКП (б) и СНК СССР утвердили мобилизационный народнохозяйственный план на третий квартал 1941 г. 4 июля 1941 г. было принято решение о срочной разработке плана развития военного производства. В Постановлении ГКО отмечалось: «Поручить комиссии т. Н.А. Вознесенского, с привлечением наркомов вооружения, боеприпасов, авиационной промышленности, цветной металлургии и других наркомов **выработать военно-хозяйственный план обеспечения обороны страны**, имея в виду использование ресурсов и предприятий, находящихся на Волге, в Западной Сибири и на Урале». Эта комиссия за две недели разработала план на IV квартал 1941 г. и на 1942 г. по районам Поволжья, Урала, Западной Сибири, Казахстана и Средней Азии.

Для скорейшего развертывания производственной базы в районах Поволжья, Урала, Западной Сибири, Казахстана и Средней Азии было решено перевезти с запада страны в эти районы промышленные предприятия Наркоматов боеприпасов, вооружения, авиапрома и др.

Члены Политбюро, члены ГКО осуществляли общее руководство основными отраслями военного хозяйства. Вопросами производства вооружения и боеприпасов занимался Председатель Госплана Н.А. Вознесенский; самолетов и авиационных моторов – Секретарь ЦК Г.М. Маленков; танков – заместитель Председателя ГКО В.М. Молотов, продовольствия, горючего и вещевого имущества – Член ГКО А.И. Микоян и др. Промышленные Наркоматы возглавляли: А.Л. Шахурин – авиационной промышленности, В.Л. Ванников – боеприпасов, Д.Ф. Устинов – воору-

жения, В.А. Малышев – танковой промышленности, И.Ф. Тевосян – черной металлургии, А.И. Ефремов – станкостроительной промышленности, В.В. Вахрушев – угольной, И.И. Седин – нефтяной, энергетики – А.И. Летков (Д.Г. Жимерин).

Полезно вспомнить и прославленных отечественных конструкторов, создавших лучшие для своего времени самолеты, танки, артиллерию, стрелковое оружие: Туполева А.Н., Яковлева А.С., Илюшина С.В., Грабина В.Г., Дегтярева В.А., Котина Ж.Я., Кошкина М.И.

На рисунке ниже показана часть руководителей оборонного комплекса страны знаменитых наркомов, конструкторов, руководителей оборонных предприятий.

Работники оборонной промышленности в редакции газеты «Правда».
Сидят: слева – направо: И.И. Иванов, Б.Л. Ванников, Н.Н. Поликарпов, Д.Ф. Устинов, С.В. Ильюшин, Б.Г. Шпитальный.
Октябрь 1942 г.

Главным звеном в перестройке народного хозяйства на военные рельсы стала **перестройка промышленности**. На военное производство переводилось практически все машиностроение.

Предвоенная индустриализация СССР и ее военная перестройка не имеют аналогов в истории развитых стран в XX веке. Темпов экономического роста в период социалистической индустриализации не имели равных: ни «японское чудо» ни американское «просперити», они не достигали грандиозной цифры прироста до 25–29% в год!

Руководство Советского Союза постоянно уделяло особенно большое внимание строительству предприятий тяжелой промышленности и отраслей, производящих вооружение. В сложных условиях стране было необходимо построить и ввести в эксплуатацию современные электростанции, химические, станкостроительные, металлургические, машиностроительные, автомобильные и тракторные заводы, шоссейные и железные дороги, морские и речные порты, значительно увеличить добычу и переработку угля, нефти, выплавку металлов, производство электроэнергии и продукции сельского хозяйства. В особо короткие сроки надо было создать мощную современную военную промышленность – построить авиационные, танковые, артиллерийские, судостроительные, по производству боеприпасов и другие оборонные заводы. В результате напряженных усилий всей страны к началу войны удалось создать вторую промышленную базу на Урале, в Сибири и на Дальнем Востоке и значительно увеличить производство в оборонной промышленности. Уже в 1938 г. на военных заводах Урала и Сибири смогли произвести 5,5 тыс. самолетов, 2271 танк, 12,5 тыс. орудий. К июню 1941 г. военные предприятия, расположенные за р. Волгой, производили до 12% продукции оборонных отраслей промышленности, а по некоторым видам вооружения и боеприпасов – более 25% [2, 3].

Вот некоторые цифры, говорящие о масштабе этого великого трудового подвига советского народа и успехе плановой системы хозяйствования. – За период с 1 октября 1928 по 1 января 1933 промышленное производство по основным показателям выросло в 2,7 раз. Таких показателей промышленного роста в XIX и XX веках не показывал никто.

С 1928 по 1937 год выплавка чугуна увеличилась на 439%, стали – на 412%, проката черных металлов – на 382%, добыча угля – на 361%, нефти – на 246%, производство металлообрабатывающих станков – на 2425%. Страна сенсационно вышла на второе [после США] место в мире по промышленному производству к 1939 году, а по производству военной продукции на безоговорочное первое!

Был перевыполнен план ГОЭЛРО: производство электроэнергии увеличилось на 724%, с 5 миллиардов кВт·ч в год до 36,2 миллиардов кВт·ч в год. Электрификация изменила быт и жизнь людей. Только одна возможность ложиться не с закатом, а вставать не с рассветом для миллионов жителей небольших городов, сел и деревень чего стоит! А городские телеграфы, а кинотеатры, в эти годы росшие по стране, как грибы, а радио…

Про все иные, не связанные с освещением, способы применения электроэнергии трудно рассказать..

Многократно выросли и показатели производства гражданской продукции и товаров народного потребления (только с 1928 по 1933): бумаги – на 293%, сахарного песка – на 189%, пар обуви – на 316%, автомобилей – на 25 000% (с 800 автомобилей в год до 200 000 автомобилей в год), а к 1939 г. это число будет удвоено.

Особенно важным представляется то, что, несмотря на потери на первом этапе войны, советская промышленность превзошла германскую (а фактически Европы и любую другую) по объемам выпуска военной продукции: среднегодовой выпуск танков за военные годы – 21 500 машин, самолетов – 34 000 машин, артиллерии – свыше 90 000 стволов. Для сравнения: у Германии (а следовательно у всей Европы) 9 300 танков и 33 000 самолетов в год. Вот, когда показала свое значение созданная промышленная база за Волгой и те количества выплавляемого металла, выпускаемых станков, та мощнейшая наработанные возможности за какие-то 10 лет и позволившие, несмотря на эвакуацию, выпускать продукции больше всей Европы и даже США. Конечно, это был беспримерный трудовой героизм, однако, сам по себе он не смог бы заменить современных станков и заводов и подготовленных кадров.

Вот некоторые решения руководства страны, благодаря которым, в июне 1941 года войска профашистской Европы, хоть и не всегда организованно и успешно, встречала современная армия с тысячами единиц передовой военной техники.

Электрификация. По мнению руководства страны коммунизм невозможно было построить без создания мощной промышленности. А для промышленного рывка необходимы энергетические ресурсы. *«Коммунизм – это есть советская власть плюс электрификация всей страны.» – В.И. Ленин.* Еще до окончания гражданской войны в 1920 г. Разрабатывается *«Государственный план электрификации Р.С.Ф.С.Р.»* Государственной комиссией по электрификации России (план ГОЭЛРО**).**

Реформа образования. Наличие энергетических ресурсов позволяет приступить к созданию современной промышленности. Но для этого нужны грамотные квалифицированные человеческие ресурсы, нужны инженеры, рабочие, которые будут этим заниматься. Благодаря принятым мерам к 1939 году доля грамотного населения составляет 87%. По переписи 1920 года доля грамотного населения в возрасте 9–49 лет была всего 44%.

Коллективизация. На начало века около 80% населения России составляли крестьяне. Нужно было не только дать им образование, но и освободить, «оторвать их от земли», чтобы перенаправить высвободившиеся массы на индустриальные стройки. Эту задачу решила коллективизация. Колхозные хозяйства позволили механизировать и электрифицировать сельскохозяйственное производство и высвободить крестьянские руки. Стало возможным прокормить государство, задействовав меньше человеческого ресурса. Миллионы крестьян поехали в города учиться, строить заводы и работать на них, а их дети сели за школьные парты, а – не только заниматься бесконечными сельскохозяйственными работами. Так готовились новые грамотные и квалифицированные кадры.

Тракторостроение и автостроение. Для повышения эффективности сельского хозяйства нужно было заменить плуг и борону трактором и комбайном. В аграрной России на многомиллионную страну было всего 150 заграничных тракторов. Но со временем индустриализация решила эту задачу. К 1940 г. СССР вышел на первое место в мире по производству гусеничных тракторов с долей мирового выпуска – 40%. В стране был налажен выпуск грузовых и легковых машин.

Индустриализация. К началу 40-х г. XX века страна из аграрной стала индустриальной и совершила огромный промышленный рывок, выйдя по объему промышленного производства на второе место в мире после США. Благодаря эффективной машинной обработке земли, доля населения, занятого сельским хозяйством сократилась с 80% до 67% к 1939 году, а доля городского населения увеличилась в 2 раза. Миллионы рабочих, переехавших в города, были заняты строительством крупных индустриальных заводов и выпуском на этих заводах современной, в том числе, военной техники, над разработкой которой трудились лучшие инженерные умы. Например, к началу войны страна имела более 24 тыс. танков. Это больше, чем все остальные страны мира вместе взятые.

Энергетика Победы

Особое внимание уделялось развитию электроэнергетики как отрасли, определяющей развитие и технический уровень всей экономики страны и энергоснабжение населения. По мощности электростанций и выработке электроэнергии в предвоенные годы СССР вышел на третье место в мире (после США и Германии). Помимо Днепрогэса с 1938 г. до первой поло-

вины 1941 г. были построены Угличская, Комсомольская, Ткварчельская, Кувасайская, Кураховская и ряд других электростанций. Установленная мощность электростанций в 1940 г. достигла 11,2 млн кВт, а производство электроэнергии – 48,3 млрд кВт·ч. Протяженность линий электропередачи составила более 23 тыс. км. В предвоенные годы в стране началось строительство паросиловых энергоагрегатов с повышенными и высокими параметрами пара, электрификация в сельской местности и теплофикация городов, развитие и объединение энергосистем. В стране уже тогда работали 20 электростанций с установленной мощностью, превышающей 100 тыс. кВт. А на Сталиногорской и Зуевской ГРЭС, которые имели установленную мощность по 350–400 тыс. кВт, в 1939 г. были смонтированы по две отечественные паровые турбины единичной мощностью 100 тыс. кВт [4, 5].

Таким образом, военно-экономическая база СССР к началу войны представляла собой развитый народно-хозяйственный комплекс, который в случае нападения агрессора был способен в значительной мере удовлетворить потребности вооруженных сил.

17 апреля 1940 г. Наркомат электропромышленности и электростанций был разделен на два ведомства Наркомат электростанций и Наркомат электропромышленности. Назначенный заместителем председателя СНК СССР Первухин М.Г. передал эстафету управления энергетической отраслью Андрею Ивановичу Леткову (1903–1942 гг.). Новый руководитель был опытным энергетиком, трудолюбив, исполнителен и, как отмечалось в одной из характеристик, был «исключительно предан делу партии и народа» и имел интересную и богатую, характерную для того времени биографию.

Летков А.И. как и многие советские руководители того времени, происходил из крестьянской семьи. В 1926 г. Летков А.И. – студент рабфака в Сталинграде, затем в 1926–1930 гг. – студент Московского института народного хозяйства. В 1930–1936 гг. – он начальник цеха Шатурской ГРЭС, а в 1936–1937 гг. – главный инженер Каширской ГРЭС. В 1937–1939 гг. он – управляющий Днепрэнерго в г. Запорожье. В феврале – апреле 1939 г. – начальник Главного управления электростанций и электросетей Юга Наркомата электростанций и электропромышленности СССР. С конца 1939 г. – заместитель наркома. А с апреля 1940 г. Летков А.И. – народный комиссар электростанций СССР.

Руководители Наркомата:
в центре – М.Г. Первухин, *справа* А.И. Летков

Деятельность Леткова А.И., как руководителя отрасли, совпала с началом войны, экстренным демонтажем и эвакуацией электростанций, развертыванием «с колес» энергетических предприятий на Урале и в Сибири. Жизнь протекала на станциях, в кабинетах, постоянных переездах и перелетах. В январе 1942 г. на переданной из Наркомхимпрома в Наркомат электростанций Березниковской ТЭЦ на Урале сложилась тяжелейшая социально-производственная ситуация. Как вспоминал известный энергетик, заместитель Министра энергетики и электрификации СССР К.Д. Лаврененко: «Станция была в ужасном состоянии: помещения скорее напоминали бани, чем производственные здания, руководство и работники цехов были измучены и находились на пределе человеческих возможностей. Стремясь скорее исправить положение, нарком из Челябинска, где находился наркомат, выехал на машине на станцию. В дороге автомобиль застрял и нарком помогал шоферу вытаскивать машину. При острой боли в сердце он с помощью шофера добрался до заднего сиденья машины. Через несколько минут Андрея Ивановича не стало. Ему было всего 38 лет». [5, 6]

После смерти А.И. Леткова приказом Председателя Совнаркома И.В. Сталина главой Наркомата электростанций назначается Д.Г. Жимерин (1906–1995 гг.), который в то время работал первым заместителем Наркома электростанций. На плечи 35-летнего руководителя отрасли легла задача эвакуации, ввода в строй эвакуированных объектов и скорейшего наращивания энергетических мощностей в условиях войны [7].

Дмитрий Георгиевич Жимерин родился в крестьянской многодетной семье, у него было восемь старших сестер и два младших брата. После окончания профтехшколы в 1924 году Жимерин Д.Г. работал на электростанции Тульского оружейного завода и стал студентом Тульского рабфака. В 1926 году он был зачислен в МВТУ. В 1930 году при разделении МВТУ Жимерин Д.Г. оказался в Московском энергетическом институте (МЭИ), который окончил как инженер электрик по специальности «Центральные электрические станции». Он преподавал в МЭИ, отслужил срочную службу в рядах Красной Армии, работал в ОРГРЭС. Во время работы в аварийной инспекции Главэнерго разработал комплекс мер по снижению аварийности и в течение года аварийность снизилась в 5 раз. 1937–1939 – он начальник инспекции, начальник отдела по руководству электростанциями Юга Главка Наркомтяжпрома СССР. В 1940 г. Д.Г. Жимерин стал первым заместителем Наркома электростанций СССР. С 1942 г. до 1953 г. – он Нарком (Министр) электростанций, а с 1954 г. первый заместитель Министра электростанций и электропромышленности СССР, первый заместитель Председателя Госплана СССР. В 1964–1971 годах Дмитрий Георгиевич директор Государственного научно-исследовательского энергетического института им. Г.М. Кржижановского. В 1971–1983 годах он первый заместитель Председателя ГКНТ СССР. Д.Г. Жимерин заведовал кафедрой в Московском энергетическом институте и все годы активно занимался научной деятельностью. Он доктор технических наук, профессор, член – корреспондент АН СССР. Его имя присвоено Черепетской ГРЭС.

В начале Великой Отечественной войны Жимерин Д.Г., как и Летков А.И. направляется на Украину для организации эвакуации на восток страны энергетических объектов и трудовых коллективов. Очень сложной была задача консервации, а иногда и уничтожения потенциала отрасли. Самые трудные участки возглавлял лично Нарком. С покидаемых объектов он уезжал одним из последних. Так было и при подрыве Днепрогэса и Приднепровской ГРЭС и при поджоге Зуевской ГРЭС, на территорию которой в момент выезда его на автомобиле уже входили передовые немецкие части [7].

В центре внимания руководства Наркомата находился Урал – главный центр оборонной индустрии страны. Жимерин Д.Г. непрерывно курсировал между Москвой, Куйбышевом, где разместился Совнарком, Свердловском и Челябинском.

16 августа 1941 г. СНК и Политбюро ЦК ВКП (б) приняли Постановление «О военно-хозяйственном плане на 4 квартал 1941 г. и 1942 г. по районам Поволжья, Урала, Западной Сибири, Казахской ССР и Средней Азии, предусматривающем широкую программу строительства электростанций в этих районах». Постановлением предусматривался ввод новых мощностей – 298 МВт в 941 г. и в 1942 г. – 1088 МВт. Программа ежегодно уточнялась. Для понимания масштабов и темпов деятельности наркомата ниже приведены показатели энергетики по военным годам [5].

Годы	**Мощность, МВт**	**Производство электроэнергии, млн кВт·ч**
1940	11193	48309
1941	6645	46671
1942	7298	29068
1943	8547	32288
1944	9936	39214
1945	11124	43257
1946	12388	48571

После победного контрнаступления Красной Армии под Москвой началось восстановление энергетики освобожденных районов Московской, Калининской и Калужской областей. Весь комплекс новых сложных задач было сложно решать из Челябинска, поэтому Правительством было принято решение в марте 1942 г. о возвращении Наркомата в Москву на Китайский проезд. В связи с большим объемом работ по развитию и восстановлению энергетики было укреплено руководство Наркомата, были добавлены 5 заместителей Наркома: академик Б.Е. Веденеев, А.И. Дробышев, Ф.Г. Логинов, И.И. Угорец, А.Ф. Баусин (по торфу).

Благодаря слаженной работе всех энергетиков уже в сентябре 1942 г. Ленинград получил электроэнергию Волховской ГЭС по подводному кабелю, проложенному по дну Ладожского озера. К концу 1942 г. были полностью восстановлены Шатурская и Каширская, Сталиногорская ГРЭС и Алексинская ТЭЦ.

Хотелось также отметить, что энергетики во время войны решали задачи не только энергообеспечения и восстановления энергоснабжения, но и строили и применяли энергопоезда, и непосредственно участвовали в обороне Москвы и других городов. Как стало известно, энергетиками Мосэнерго на подступах к городу совместно с инженерными войсками Красной Армии в соответствии с Постановлением ГКО № 373 от 2.08.41 была создана система высоковольтного электрозаграждения совместно с минновзрывными устройствами, управляемыми по радио.

О (II часть)

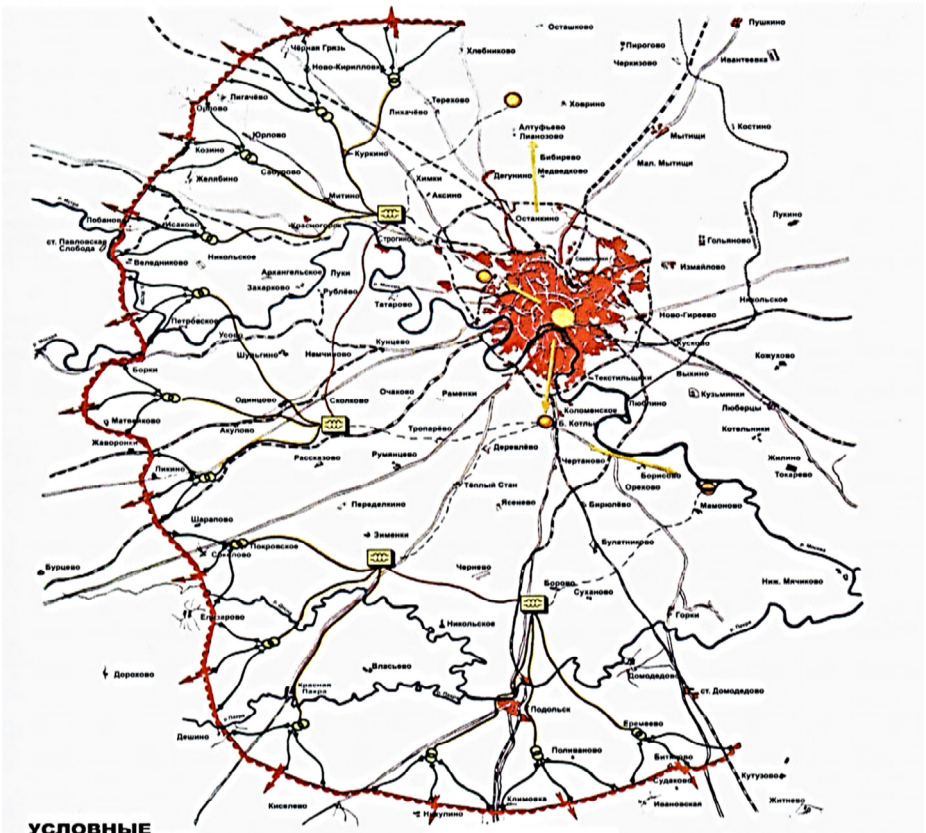
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ КОМИТЕТ ОБОРОНЫ

РАСПОРЯЖЕНИЕ № ГКО-378сс

от „ 2 " августа 1941 г. Москва, Кремль.

1. Предложить Наркомату Обороны (ГВИУ КА) немедленно приступить к созданию на оборонительном рубеже полос электризации почвы и противопехотных заграждений с использованием стационарных силовых установок и линий передач по схеме, согласованной с т.Артемьевым.
Работы выполнить в 18-дневный срок.

Удалось даже найти карту этих электрозаграждений вокруг Москвы.

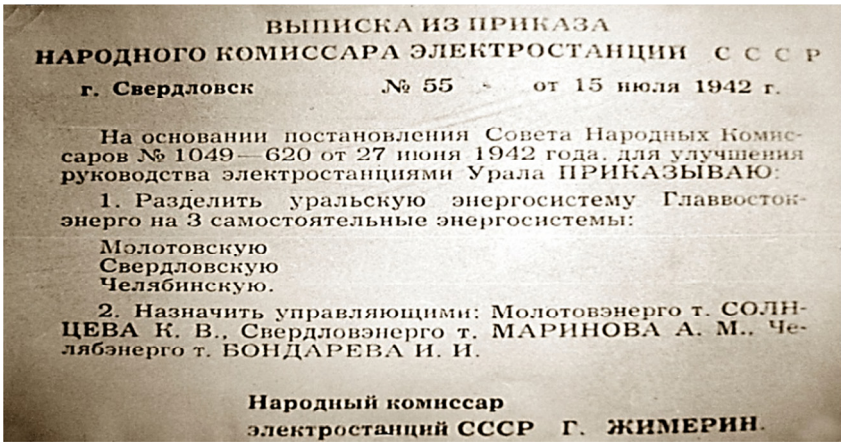


Карта электрозаграждений подмосковного рубежа обороны в 1941 г.

Они располагались полукольцом вокруг Москвы длиной более 212 км от Ленинградского шоссе до Домодедово и сыграли определенную роль в обороне Москвы. Немцы на последнем этапе наступления на Москву в начале декабря 1941 г. не смогли преодолеть эти заграждения в районе Волоколамска и Нахабино. Этот опыт был использован при обороне Ленинграда, Сталинграда, Ростова – на Дону, Одессы, на Курской дуге. По результатам успешной боевой деятельности РЭУ Мосэнерго и Ленэнерго были награждены Орденом Отечественной войны первой степени, а десятки специалистов энергетиков орденами и медалями. Героям – московским электрозаградителям установлен памятник в Подмосковном Нахабино.

Памятник электрозаградителям в Нахабино

Особое внимание в период 1941–1943 гг. уделялось восточным регионам, которые превратились в главную промышленную зону страны. Бурное развитие получила там энергетика. Также быстро развивалась энергетика Поволжья и Закавказья. Доля производства электроэнергии энергосистемами Урала, Сибири, Казахстана, Средней Азии и Дальнего Востока в суммарной выработке по стране возросла с 22,2% в 1940 г. до 48,5% в 1945 г. Особенно быстрыми темпами возрастал потенциал энергетики Урала. К 1944 г. мощность электростанций региона почти удвоилась по сравнению с довоенной. Выработка электроэнергии в 1945 г. по сравнению с 1940 г. увеличилась в 2,5 раза и достигла 12,2 млрд кВт·ч, что составило 28,3% суммарной выработки по стране. В связи с развитием и особым значением энергетики Урала и повышенными требованиями к хозяйственному и оперативному управлению в условиях военного времени, Уральская энергосистема в 1942 г. была разделена на Свердловскую, Челябинскую и Пермскую по Приказу Наркомата.



ВЫПИСКА ИЗ ПРИКАЗА
НАРОДНОГО КОМИССАРА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ СССР

г. Свердловск № 55 от 15 июля 1942 г.

На основании постановления Совета Народных Комиссаров № 1049—620 от 27 июня 1942 года, для улучшения руководства электростанциями Урала ПРИКАЗЫВАЮ:

1. Разделить уральскую энергосистему Главвостокэнерго на 3 самостоятельные энергосистемы:

Молотовскую
Свердловскую
Челябинскую.

2. Назначить управляющими: Молотовэнерго т. СОЛНЦЕВА К. В., Свердловэнерго т. МАРИНОВА А. М., Челябэнерго т. БОНДАРЕВА И. И.

Народный комиссар
электростанций СССР Г. ЖИМЕРИН.

Для координации деятельности РЭУ Свердловэнерго, Челябэнерго и Пермэнерго, решения межсистемных вопросов и диспетчерского управления впервые в СССР были созданы Главное энергетическое управление Урала (Главуралэнерго), который возглавил зам. наркома И.И. Угорец и Объединенное диспетчерское управление (ОДУ). Обе структуры располагались в Свердловске. Спустя два года, в 1944 г. создаются ОДУ Юга и объединенная энергосистема Юга (ОЭС) [5, 6].

Масштаб, авторитет и притягательность наркома Д.Г. Жимерина, как человека и специалиста руководителя были велики. Его и любили, и боялись, и глубоко уважали, но главное, ему абсолютно все доверяли – от Председателя Государственного Комитета Обороны (ГКО) и Верховного Главнокомандующего И.В. Сталина до рядового диспетчера энергосистемы. О его качествах: уме, целеустремленности, выносливости, смелости, организаторском таланте вспоминают и поныне. Особенно много рассказов сохранилось о его феноменальной профессиональной памяти [7]. Все проблемы, вставшие перед отраслью в годы войны, были решены, и в этом большая заслуга молодого Наркома. Многотысячный коллектив отрасли работал как единый, хорошо отлаженный механизм. Собранность, чувство времени, ответственность и твердость Наркома вселяли уверенность в подчиненных. В самых сложных и критических ситуациях он не изменял своим принципам, отстаивал свою точку зрения, вступал в полемику, исход которой иногда мог бы стать для него и не простым. О его качествах доверительно рассказывали и в кабинетах власти, и в цехах электростанций, и в семьях энергетиков. Например, в 1942 г., когда темпы развертывания оборонной промышленности на Урале, стали особенно вы-

сокими, энергосистемы зачастую не справлялись с лимитами отпуска энергии на стратегические объекты. В период пиков нагрузок, утром и вечером, частота в сети падала, происходили сбои в электроснабжении. В результате жалоб наркомов в Кремле было собрано совещание. Проводивший его И.В. Сталин потребовал от Д.Г. Жимерина объяснить ситуацию. Выслушав четкую формулировку наркома о необходимости разгрузки турбин и уменьшения лимитов отпуска энергии потребителям, Председатель ГКО и Верховный Главнокомандующий произнес: «Вы предлагаете остановить уральские заводы?». В кабинете воцарилась абсолютная тишина. Д.Г. Жимерин спокойно и уверенно объяснил, что перебои в энергообеспечении можно устранить. Для этого нужно изменить график работы оборонных предприятий, равномерно рассредоточив загрузку по времени суток, включая ночные часы. Кроме того, необходимо снизить лимит нагрузки по промышленным наркоматам на 15%. Доводы Д.Г. Жимерина были настолько убедительны, что И.В. Сталин сказал: «Хорошо, но дело надо поправить» На следующий день в **ГКО** состоялось расширенное совещание, на которое были приглашены наркомы промышленности и оборонных отраслей. Докладчиком по основному вопросу был Д.Г. Жимерин. В итоге был выработано Постановление Государственного Комитета Обороны о снижении энергонагрузки и мерах по снабжению электроэнергией промышленных объектов [7].

Уральская энергетика военного тыла выковала блестящую плеяду энергетиков, вписавших немало славных страниц в историю отрасли. Это и известные энергетики 40–60 гг. XX в.: И.И. Бондарев, Л.А. Гвоздецкий, М.Б. Гервиц, Я.Г. Макушкин, А.М. Маринов, С.И. Молоканов, В.П. Трачук, С.П. Турусинов, И.И. Угорец – эти и другие имена олицетворяют энергетику военных годов. Среди них и известный заместитель министра энергетики и электрификации СССР Ф.В. Сапожников (1910–2008 гг.), который за успешную работу во время войны на Челябинской ТЭЦ был удостоен Сталинской премии [6, 8].

Федор Васильевич Сапожников родился 15 (28 апреля) 1910 года в селе Борки (Оренбургский уезд, ныне Шарлыкский район, Оренбургская область) в крестьянской семье. Его отец погиб в боях Первой мировой войны в августе 1916 года, а он был отдан в приют. В 1918 году его зачислили в профтехучилище, а сразу после окончания он поступил в Индустриальный техникум. После окончания техникума в 1928 году он стал

студентом инженерного факультета. ИМСХ им. К.А. Тимирязева, а по окончанию работал конструктором во Всесоюзный научно-исследовательский институт электрификации сельского хозяйства. В июле 1941 г. Ф.В. Сапожников был призван в Красную Армию, но уже в сентябре 1941 г. по приказу Верховного Главнокомандующего в числе 2000 инженеров был откомандирован на строительство оборонных объектов Урала и Сибири. Он обеспечивал также демонтаж и доставку на Урал оборудования промышленных и энергетических объектов Владимира, Рыбинска и Ярославля, а затем работал на строительстве Челябинской ТЭЦ. Громадный объем работ, жесткий дефицит времени требовали новых технологических решений. Ф.В. Сапожников был начальником строительного участка и предложил метод крупноблочного монтажа оборудования, что значительно сократило срок строительства и ввода ТЭЦ в эксплуатацию. В июне 1944 г. он был назначен руководителем «Севэнергостроя», который занимался восстановлением Ленинградской энергосистемы. В конце 1948 г. Федор Васильевич был переведен в Москву руководителем «Главэнергостроя», а с 1959 г. назначен начальником «Главэнергопроекта». В 1962–1986 годы Ф.В. Сапожников был заместителем Министра энергетики и электрификации СССР, отвечающим за строительство тепловых и атомных электростанций.

Ф.В. Сапожников был активным организатором формирования высокоэффективной отрасли энергетического строительства. Он руководил разработкой универсального проекта ТЭС, который был положен в основу поточного строительства около 50 ГРЭС мощностью 1800–2400 МВт. Это такие крупнейшие электростанции, как Бурштынская, Ладыженская, Запорожская, Углегорская, Рязанская и ряд других. Он стоял также во главе разработки проектов и строительства большого числа крупных атомных электростанций, таких как Курская, Смоленская, Армянская, Хмельницкая, Чернобыльская, Южно-Украинская, Ровенская и крупнейшая из них Запорожкя АЭС (6 ГВт).

Ф.В. Сапожников Более 70 лет проработал в отечественной теплоэнергетике. Вместе с Н.Я. Турчиным (главным инженером института «Оргэнергострой») он был основателем кафедры «Строительство тепловых электростанций» в Московском инженерно – строительном институте (МИСИ), где читал лекции более 10 лет и в работе, на которой автор участвовал. Им написан основной учебник «Строительство тепловых электростанций», опубликовано 30 печатных работ, книг, брошюр и статей. Его заинтересованность, дружественное, доброжелательное

отношение к людям, авторитетные и мудрые решения и предложения надолго запоминались и помогали в сложных ситуациях многим, кто с ним непосредственно работал. Федор Васильевич – автор 9 изобретений, профессор, доктор технических наук.

В военной энергетике активно участвовал **Игнат Трофимович Новиков** известный энергетик и строитель. В 1943–1950 годах он начальник Главного управления Наркомата (министерства) электростанций СССР, затем был главным инженером и начальником строительства ряда электростанций, с 1958 г. – он заместитель Министра электростанций СССР, а в 1958–1962 годы – Министр строительства электростанций СССР. В 1962 г. И.Т. Новиков был Министром энергетики и электрификации СССР, а в 1962–1983 гг. – он работал заместителем Председателя Совета Министров СССР, Председателем Государственного комитета СССР строительству.

Эвакуация, создание, восстановление предприятий, электростанций в годы Великой Отечественной войны – этот великий подвиг народа и руководства страны. Создание промышленной базы на Востоке не только изменило географию отраслей промышленности, но это и один из важных факторов Великой Победы. Предприятия и производства, образованные на базе вывезенных из европейской части предприятий, продолжали в дальнейшем развиваться как самостоятельные единицы. Например, на основе эвакуированного оборудования «Электросилы» в Томске был создан завод «Сибэлектромотор». В Баранче было организовано производство асинхронных двигателей. На базе эвакуированного ХЭМЗа созданы заводы в Кемерове, Свердловске, Ульяновске, Прокопьевске.

В осажденном Ленинграде оставалось только производство генераторов и крупных электрических машин. Территорию «Электросилы» непрерывно обстреливали. Разрушения, вызванные обстрелами, устраняла специально созданная заводская строительная бригада. В военные годы работники завода поневоле стали строителями: после бомбежек и обстрелов постоянно приходилось восстанавливать разрушенные здания и строения. К концу апреля 1943 г. был восстановлен турбокорпус и тут же разрушен немецким фугасом. Строительство пришлось начинать вновь. Во время блокады завод не останавливался ни на один день. В 1942 г. специалисты завода «Электросила» восстановили агрегаты Волховской ГЭС. На электростанцию их переправили на машинах по льду Ладожского озера. Блокадный Ленинград получил дополнительную электроэнергию по подводному кабелю через Ладожское озеро. Во время войны завод изготовил также гидрогенераторы для Рыбинской ГЭС.

Очень сложная ситуация сложилась в энергетике Сталинграда. В июле 1942 г. Наркомат электростанций и Сталинградский обком ВКП (б) ввиду приближения противника к городу приняли решение об эвакуации оборудования, находящегося на Сталинградской ГРЭС, одного из первенцев плана ГОЭРЛО. В начале августа начался демонтаж четырех турбогенераторов и котла № 8, а 16 августа оборудование было отправлено на Урал. Тем не менее, задачу обеспечивать светом и теплом промышленность города никто не отменял. С первых дней августа 1942 г. Кировский район Сталинграда, где и располагалась станция, с немецкой пунктуальностью бомбили самолеты и обстреливала артиллерия гитлеровцев. Коллективу ГРЭС приходилось работать в условиях постоянных «воздушных тревог». В течение 4 и 5 ноября 1942 г. СталГРЭС подверглась наиболее жестокой бомбежке больших групп вражеской авиации – до 40 самолетов одновременно. Было сброшено свыше 200 авиабомб. Электростанция оказалась полностью выведенной из строя. Но выдала первый ток уже в марте 1943 г. после разгрома немецких войск под Сталинградом 2 февраля 1943 г.

Несмотря на военные тяготы, в отрасли широко внедрялись новые технические идеи, проявлялась забота о сохранении и подготовке специалистов-энергетиков. Известный в гидроэнергетике ВНИИГ, теперь имени Б.Е. Веденеева, был эвакуирован в Ташкент и Чирчик, где помогал средне – азиатским гидростроителям. Возвратился в Ленинград только в 1944 г. Подготовкой инженерных кадров занимались Московский и Ивановский энергетические институты. МЭИ в опасное для Москвы время был эвакуирован в г. Лениногорск в Казахстане, но уже в 1942 г. возобновил подготовку инженеров и в Москве. Мобилизованные в армию студенты старших курсов были отозваны для завершения учебы. При этом срок обучения был сокращен до 3 лет 4 мес., а практика – до 2 мес. [7,9].

Последствия войны и восстановление народного хозяйства

Великая Отечественная война была очень тяжелой и трагичной для советского общества не только в плане огромных людских потерь (более 27 млн человек), но и в плане разрушения экономики. По оценкам было потеряно не менее трети народного достояния. За годы войны было разрушено: 1 710 городов и поселков; 31 850 фабрик и заводов; 1 135 шахт; 65 тыс. км железных дорог [2, 3].

Посевная площадь в стране сократилась более чем на 36 млн га. На Нюрнбергском процессе 22 февраля 1946 г. обвинением от СССР были представлены данные «О разрушении городов и сел, промышленности, транспорта и связи в СССР». Отмечалось следующее.

Электроэнергетика. За время оккупации и особенно при своем отступлении немцы разрушили мощные энергосистемы на Днепре, Донбасса, Ленинграда, Харькова, Краснодарского края, Киева, Воронежа, Крыма, Белорусской ССР, Карелии и Кольского полуострова, а наиболее ценное оборудование электрических станций вывезли в Германию.

Они также взорвали, сожгли и частично разрушили 61 крупную и большое количество мелких электростанций общей мощностью около 5 млн кВт, вывели из строя около 10 тыс. км магистральных высоковольтных линий электропередачи, уничтожили более 12 тыс. зданий электростанций и подстанций и вывезли в Германию 14 тыс. паровых котлов, 1 400 турбин, 11 300 электрогенераторов.

В угольной промышленности. В Донецком и Подмосковном угольных бассейнах немецко-фашистские захватчики разрушили 1 135 шахт, на которых было занято 337 тыс. рабочих и добывалось свыше 100 млн т угля в год.

В нефтяной промышленности. На нефтяных промыслах Грозного и в Краснодарском крае немецко-фашистские захватчики с помощью воздушных бомбардировок и иными способами разрушили и уничтожили свыше 3 тыс. нефтяных скважин с добычей до 5 млн т нефти в год.

Восстановительные работы в разрушенных районах страны начали проводиться в условиях, когда война еще продолжала отвлекать огромные людские и материальные ресурсы, поэтому личное потребление населения в 1945 г. не превышало 65% от довоенного уровня.

Огромное внимание уделялось возрождению Донбасса. Уже в мае 1945 г. горняки Донбасса давали больше угля, чем любой другой бассейн Советского Союза. В Белоруссии в первой половине 1945 г. общая мощность поднятых из руин электростанций достигла 55% от довоенного уровня. К концу войны на освобожденной территории было введено в строй и действовало 7,5 тыс. промышленных предприятий, восстановлено более 115 тыс. км железнодорожных путей. В результате самоотверженного труда советского народа к 1950 г. промышленное производство освобожденных районов удалось восстановить и превысить почти на треть по сравнению с 1940 г.

От энергетиков требовалось в кратчайшие сроки возместить временную потерю энергетических объектов, обеспечить рост военной промышленности на востоке страны, энергоснабжение оборонных объектов в прифронтовой полосе, в том числе посредством передвижной энергетики, энергопоездов, которые сыграли важную роль при проведении восстановительных работ и помогли дать энергию сотням эвакуированных и восстанавливаемых предприятий. Испытание энергетики выдержали с честью – за 1942–1944 гг. было введено в действие 3,4 млн кВт новых энергетических мощностей. Энергетики вступали в освобожденные районы с передовыми частями Красной Армии и тут же обеспечивали энергоснабжение фронтовых объектов, предприятий и населения. Родина высоко оценила самоотверженный труд электроэнергетиков в годы войны. Орденами награждены коллективы многих электростанций Сибири, Урала и центра нашей страны. Тысячи работников отрасли были награждены орденами и медалями.

Среди восстанавливаемых предприятий особое место отводилось Днепровской гидроэлектростанции им. В.И. Ленина – гордости нашей страны. На Днепрогэсе были взорваны машинный зал, шлюзы, значительная часть быков плотины. Ставилась задача в кратчайший срок не только возродить станцию, но и увеличить ее мощность по сравнению с довоенной. Восстановлением Днепрогэса руководил один из крупнейших организаторов промышленного производства страны Ф.Г. Логинов.

Главным инженером «Днепростроя» одно время был известный многолетний Министр энергетики и электрификации СССР **Петр Степанович Непорожний.**

П.С. Непорожний родился 13 июля 1910 года в украинской крестьянской семье. Трудовую деятельность начал в 1929 году, работая в Средазводхозе. В 1933 году он окончил Ленинградский институт инженеров водного транспорта, и получил специальность инженера-гидротехника по речным сооружениям. В 1933–1935 годах проходил служил в Военно-Морского Флоте. В 1935–1937 годах работал в Ленгидропроекте и, на строительстве Чирчикских ГЭС; в 1937–1940 годах – в аппарате Наркомата тяжелой промышленности СССР. Великую Отечественную войну Петр Степанович встретил в должности главного инженера строительного управления «Энсогэсстрой» на восстановлении гидроэлектростанции после войны с Финляндией и организовывал эвакуацию оборудования и персонала станции и стройки на восток. По распоряжению Наркома электростанций А.И. Леткова он был назначен руководителем ГИДЭПа в Ташкенте и работал также главным инженером строительства ряда ГЭС в Средней Азии. В 1944 г.

Петр Степанович был возвращен на строительство ГЭС в Ленинградской области и Карелии, участвовал в восстановлении Днепрогэса. Позднее руководил строительством Каховской ГЭС на Украине. С 1954 года – он заместитель Председателя Совета Министров УССР, председатель Госстроя Украинской ССР. С 1959 года – первый заместитель министра строительства электростанций СССР. В 1962–1985 годах возглавлял Министерство энергетики и электрификации СССР. Член – корреспондент Академии наук СССР, д.т.н., профессор П.С. Непорожний был членом ряда международных энергетических организаций, возглавлял кафедру Московского энергетического института. Имя П.С. Непорожнего присвоено крупнейшей в России и одной из крупнейших в мире Саяно – Шушенской ГЭС.

Волею и трудом рабочих и инженерно-технических работников всей страны Днепрогэс уже в июне 1950 г. был полностью восстановлен и введен в действие на полную мощность 650 МВт [5, 6].

Героическим трудом советского народа за годы четвертой пятилетки 1946–1950 гг. была воплощена в жизнь грандиозная программа восстановления и дальнейшего развития страны. За это время было восстановлено и построено новых 6 200 крупных предприятий. Возросли энерговооруженность и производительность труда по сравнению с 1940 г. соответственно на 40% и 37%. К концу пятилетки за счет повышения производительности труда получено 69% прироста всей промышленной продукции. В экономике страны заметно возрос удельный вес восточных районов. Быстрыми темпами развивались топливно-сырьевая, металлургическая и энергетическая базы. Уже в 1948 г. валовая продукция промышленности СССР превзошла уровень 1940 г. Первыми этого добились энергетики и шахтеры. В 1948 г. было также превышено довоенное производство стали, автомобилей, тракторов, металлорежущих станков, цемента и др. В 1950 г. выпуск валовой продукции страны превысил на 73% уровень 1940 г., вместо намеченных 48%. За это время производительность труда в промышленности увеличилась на 45% и в строительстве – на 37%. В годы четвертой пятилетки были заложены основы для дальнейшего развития экономики на новом техническом уровне. В 1950 г. производство электроэнергии в СССР составило 91,2 млрд кВт·ч по сравнению с 48,3 млрд кВт·ч в 1940 г. или увеличилось почти в 1,9 раза.

Труды и подвиги военных поколений, в том числе, наших коллег энергетиков и руководителей и работников на электростанциях и в электросетях должны быть у нас в памяти и служить вдохновляющим примером. Мы обязаны эту память сохранить и передать нашим потомкам.

Литература

1. Указ Президента России В.В. Путина от 9 мая 2018 г. № 211 «О подготовке и проведении празднования 75-й годовщины Победы в Великой Отечественной войне 1941–1945 годов»

2. Министерство обороны Российской Федерации. Великая Отечественная война 1941–1945 годов. В 12 т. Т. 7. Экономика и оружие войны. – М.: Кучково поле, 2013. — 864 с.

3. Великая Отечественная война 1941–1945 годы. События. Люди. Документы. Краткий исторический справочник. – М.: Госполитиздат, 1990. – 464 с.

4. Великая Отечественная война 1941–1945 годы. Словарь-справочник. – М.: Госполитиздат, 1985. 528 с.

5. Электроэнергетика России. История и перспективы развития. Под общей редакцией члена-корреспондента РАН А.Ф. Дьякова. – М.: АО «Информэнерго», 1997. 567 с.

6. 60 лет Ленинского плана ГОЭРЛО. Под редакцией П.С. Непорожнего. – М. Энергия 1980. 407 с.

7. Гвоздецкий, В.Л. Дмимтрий Георгиевич Жимерин. Жизнь, отданная энергетике. – М. Энергоатомиздат. 2006. 312 с.

8. Непорожний, П.С. Энергетика страны глазами министра. – М. Энергоатомиздат, 2003. 768 с.

9. Энергетика – наша судьба. Анатолий Федорович Дьяков в воспоминаниях соратников. – М. Энергопрогресс. Корпорация «ЕЭЭК». 2016. 735 с.

КРИТИЧЕСКИ ВАЖНЫЕ ОБЪЕКТЫ ЭНЕРГЕТИКИ С ПОЗИЦИЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ: МЕТОДОЛОГИЯ И ПРАКТИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ НА ПРИМЕРЕ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ И ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

Сендеров С.М., Крупенев Д.С.,
ФГБУН Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН

Введение

При управлении развитием топливно-энергетического комплекса (ТЭК) страны необходимо учитывать требования энергетической безопасности (ЭБ). Основных таких требований два. Первое из них – долгосрочное бездефицитное обеспечение внутренних потребителей страны необходимыми видами топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) и выполнение в полном объеме обязательств государства по экспортным поставкам российских ТЭР при функционировании ТЭК в штатных условиях. Второе требование – создание условий для обеспечения внутренних потребителей страны всеми видами ТЭР и экспортных поставок российских ТЭР при возникновении чрезвычайных ситуаций (ЧС) в энергетике. Под ЧС здесь подразумевается частичный или полный выход из строя одновременно ограниченного числа объектов. Возможно рассмотрение и крупномасштабных критических ситуаций, когда объекты ТЭК (или отдельных систем энергетики (СЭ)) вынуждены функционировать в нештатном режиме на территории нескольких регионов и даже федеральных округов, к примеру, в условиях значительных похолоданий или любых других значительных внешних (по отношению к ТЭК) воздействий.

Учет второго требования связан с необходимостью обоснованного выявления **критически важных объектов (КВО) ТЭК и СЭ,** т.е. тех объектов, частичный или полный выход из строя которых может существенным образом снизить производственные возможности СЭ и ТЭК и привести к значительным дефицитам соответствующих видов энергии у потребителей. Согласно [1] КВО ТЭК – это объекты, нарушение или прекращение функционирования которых приведет к потере управления экономикой Российской Федерации, ее субъектов или административно-территориальных единиц, к необратимому негативному изменению (раз-

рушению) либо существенному снижению безопасности жизнедеятельности населения. С позиций ЭБ задача определения КВО ТЭК может опираться на следующие основные отрицательные последствия при значительном или полном прекращении его работы: неприемлемый ущерб у потребителей конечных видов энергии при недопоставках соответствующих видов ТЭР.

ТЭК и СЭ в разное время рассматриваемой перспективы могут иметь разные перечни КВО. Это объясняется тем, что с течением времени меняется конфигурация энерготранспортных коммуникаций и загрузка узлов, как потребления, так и производства. Одни объекты со временем могут потерять свою критическую значимость для работы СЭ, но могут появиться новые более значимые объекты, выход из строя которых критическим образом повлияет на производственные возможности СЭ или даже ТЭК страны. Анализ взаимосвязанной работы отраслевых СЭ в рамках единого ТЭК позволяет понять – какие КВО из перечней таких объектов, выявленных для отдельных СЭ, могут быть включены в перечень КВО уровня ТЭК. Критерием такого отбора может быть уровень негативных последствий для потребителей при выходе из строя конкретного КВО при учете компенсирующих способностей ТЭК по снижению негативных последствий (взаимозаменяемость ТЭР, диверсификация их источников и т.д.). Выявление КВО уровней СЭ и ТЭК и формирование их перечня позволяет эффективно решать задачи анализа и минимизации последствий реализации разного рода угроз, чреватых возникновением кризисных и чрезвычайных ситуаций на объектах ТЭК, а также задачи заблаговременной подготовки этих объектов к работе в данных условиях. При этом решается задача концентрации материальных, денежных и людских ресурсов на решении проблем повышения устойчивости функционирования и резервирования в случае необходимости выделенных объектов ТЭК без распыления ограниченных, как правило, ресурсов.

В данной статье проблема определения КВО фокусируется на двух технологически связанных пространственно распределенных ЭС федерального уровня: газовой и электроэнергетической отраслях России, представленными Единой системой газоснабжения (ЕСГ) и Единой энергетической системой (ЕЭС) страны.

Сегодня основную роль в приходной части топливно-энергетического баланса страны играет природный газ. Его доля в балансе котельно-печного топлива (КПТ) составляет в целом по России 74%. Для районов европейской части и Урала (где проживает 88% населения РФ)

эта доля в ряде регионов превышает 90%, а в отдельных субъектах РФ доходит до 98–99%. ЕЭС России – мощнейшая инфраструктурная отрасль, объединяющая все энергетические отрасли страны, обеспечивающая их взаимосвязанную работу в рамках единого ТЭК и в значительной мере непосредственно связывающая их с потребителями конечных видов энергии.

Научные работы по методам выявления критически важных (слабых, узких) мест в разных СЭ имеют разный уровень проработки и зачастую касаются локальных (небольших) систем. В данной статье нас интересуют большие федеральные системы, характеризующиеся значительными взаимосвязями при функционировании в едином ТЭК. Наиболее глубоко данные вопросы затрагивались в электроэнергетике и в нашей стране, и за рубежом. Так, в [2] обсуждается методика определения критических повреждений ЭЭС, путем моделирования отказов её элементов методом Монте-Карло. В [3] предлагают для выявления слабых мест в ЭЭС метод анализа уязвимости ЭЭС на основе каскадной модели отказов. На основании анализа последовательности аварийных событий в [4] предлагается выявлять слабые места ЭЭС, авторами предлагается использовать два наиболее доминирующих, по их мнению, показателя уязвимости: разность между (фактическим) перетоком мощности и максимальным допустимым перетоком мощности, ограниченным пределом по статической устойчивости и минимальное количество последовательных опасных состояний ЭЭС, после которых ручное управление не является эффективным. Теория централизации сети (Complex Network Centrality) используется для идентификации ключевых узлов в ЭЭС, в [5] представлены алгоритм и результаты применения данной теории.

Алгоритм формирования перечней КВО СЭ

Учитывая сказанное выше, на первом этапе рассмотрения проблем выделения КВО в ТЭК страны более подробно остановимся на ЕСГ и ЕЭС России и на их примере рассмотрим следующие вопросы:

– разработка алгоритма выявления КВО конкретной СЭ;

– порядок оценки негативных последствий для рассматриваемой СЭ от частичного или полного выхода из строя выявленных КВО при возникновении различного рода ЧС;

– оценка роли конкретных КВО в обеспечении работоспособности конкретной СЭ в условиях реализации различного рода ЧС;

– формирование перечня мероприятий по минимизации негативных последствий от снижения уровня работоспособности каждого выделенного КВО рассматриваемой СЭ;

– обоснование перечня инвариантных мероприятий по минимизации негативных последствий от действия разного рода ЧС на выделенных КВО рассматриваемой СЭ, с учетом возможных одновременных сочетаний ЧС на разных объектах.

С позиций энергетической безопасности в качестве КВО СЭ могут быть признаны два типа объектов:

– объекты, прекращение работы которых может вызвать существенные недопоставки соответствующих ТЭР в целом по стране (дефицит в относительной величине $\delta_{\text{сум}}$ и более от суммарной потребности страны в данном виде ТЭР), такие объекты можно считать КВО СЭ федерального уровня;

– объекты, не входящие в перечень федеральных КВО по данной системе, но прекращение работы которых может вызвать существенные недопоставки соответствующих ТЭР хотя бы в один из регионов (дефицит в относительной величине $\delta_{\text{рег}}$ и более от суммарной потребности региона в данном виде ТЭР), такие объекты можно считать КВО СЭ регионального уровня.

К примеру, в качестве $\delta_{\text{сум}}$ в газовой отрасли в свое время в [6] была принята величина в 5%. В качестве $\delta_{\text{рег}}$ в первом приближении может использоваться величина в 30%. Нужно понимать, что данные величины пока весьма условны, для их комплексного обоснования по каждой из энергетических систем необходимо проведение специальных исследований.

Алгоритм формирования перечней КВО регионального и федерального уровней конкретной СЭ представлен на рис. 1.

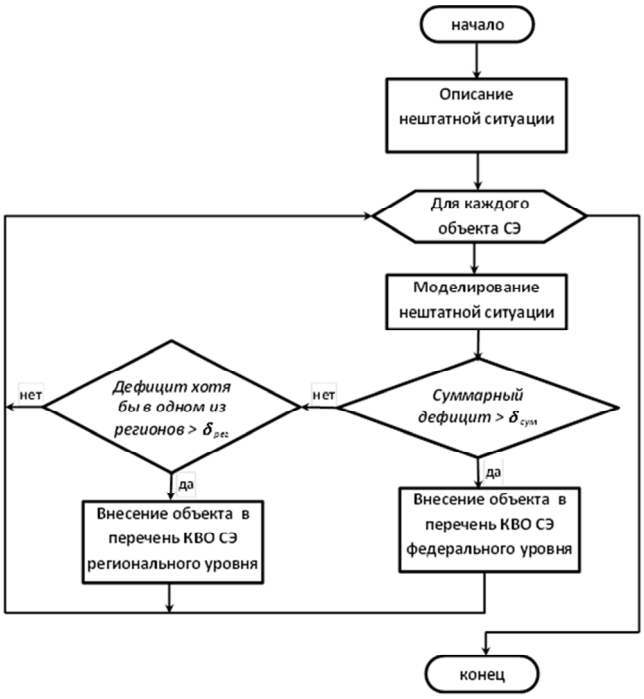


Рис. 1. Алгоритм формирования перечней КВО регионального и федерального уровней конкретной СЭ

Характеристика расчетной сети газовой отрасли и математическая постановка решения задачи.

Обратимся к реальной ситуации в газовой отрасли России. В 2019 г. в России было добыто порядка 738 млрд м^3 газа (природный газ и попутный газ нефтяных месторождений), импортировано его из среднеазиатских стран около 8 млрд м^3. В этом же 2019 г. внутреннее потребление (вместе с собственными нуждами газовой отрасли) составило 470 млрд м^3, а экспортные поставки составили 276 млрд м^3 [7].

Сложившаяся территориальная структура системы газоснабжения России обладает рядом существенных недостатков. Фактически, основной потребитель газа внутри страны – ее европейская часть – расположен в 2–2,5 тыс. км от мест добычи этого газа. Сегодня более 85% всего российского газа добывается в северных районах Тюменской области (СРТО). Причем, из СРТО весь газ транспортируется на дальние расстояния с помощью газотранспортных многониточных коридоров с колоссальной кон-

центрацией газовых потоков в одном коридоре. Эти коридоры имеют большое число взаимных пересечений и перемычек. Сами нитки в одном коридоре могут находиться друг от друга на очень малом расстоянии. В настоящее время в газотранспортной системе России можно выделить более 20-ти потенциально опасных для функционирования ЕСГ пересечений магистральных газопроводов. Нарушение работы некоторых из них может привести к ограничению до 85% поставки газа внутренним потребителям в целом по стране или к практически полному прекращению поставок газа на экспорт (при сохранении 50%-го ограничения поставок газа внутренним потребителям).

В исследованиях, проводимых ранее [6, 8] в качестве КВО газовой отрасли были показаны 20 пересечений магистральных газопроводов на узловых компрессорных станциях (КС) и вне их. В то же время, при более подробном рассмотрении в качестве важнейших объектов газовой отрасли с позиций ее работоспособности можно выделить следующие конкретные объекты: КС (узловые и головные (на выходах с месторождений)); участки магистральных газопроводов между КС; подземные хранилища газа (ПХГ).

В настоящее время, в газотранспортной сети России функционируют 22 ПХГ, за пределами РФ – еще 5 ПХГ (3 – в Белоруссии, по одному в Армении и Германии) группы «Газпром», еще 7 ПХГ (в которых группа «Газпром» участвует в качестве соинвестора) функционируют в газопроводной сети на территории Европейских государств [9]. Все объекты газовой отрасли, включая указанные ПХГ, учтены в специально разработанной потоковой модели (в рамках ПВК «Нефть и газ России» [6, 8, 10]), которая с достаточным уровнем агрегирования позволяет анализировать все аспекты функционирования не только ЕСГ России, но и технологически связанных с ней газотранспортных систем (ГТС) европейских стран. Расчетная схема модели содержит 382 узла, включая указанные выше ПХГ, 28 источников газа (в модели это головные КС, 64 потребителя газа, 268 узловых КС, а также 628 дуг, соединяющих между собой узлы расчетного графа. Данные дуги представляют собой участки магистральных газопроводов между узловыми КС и коридоров этих газопроводов, а также отводы на распределительные сети.

Математически рассматриваемая связанная ГТС представлена как сеть, в узлах которой находятся предприятия по добыче, преобразованию и потреблению материальных потоков, реализующих материальные связи между предприятиями. При решении задачи оценки состояния системы

после возмущения критерием оптимальности распределения потоков служит минимум дефицита энергоресурса у потребителя при минимальных затратах на его доставку.

Изменение состояния объектов системы приводит к решению задачи распределения потоков в системе с целью максимальной подачи энергоносителя потребителям, т.е. в данном случае модель формализуется как задача о максимальном потоке [11, 12]. Расчетный граф дополняется двумя фиктивными узлами: O – суммарный источник, S – суммарный сток, при этом вводятся дополнительные участки, соединяющие узел O со всеми источниками и всех потребителей с узлом S. Математическая запись поставленной задачи имеет следующий вид:

$$\max\ f, \tag{1}$$

при условиях, что

$$\sum_{i \in N_j^+} x_{ij} - \sum_{i \in N_j^-} x_{ji} = \begin{cases} -f, & j = O \\ 0, & j \neq O, S \\ f, & j = S \end{cases}, \tag{2}$$

$$0 \le x_{ij} \le d_{ij}, \text{ для всех } (i, j). \tag{3}$$

Здесь N_j^+ – подмножество «входящих» в узел j дуг; N_j^- – подмножество «выходящих» дуг из узла j; f – величина суммарного потока по сети; x_{ij} – поток по дуге (i, j); d_{ij} – ограничения на поток по дуге (i, j).

Задача (1)–(3) о максимальном потоке в общем случае имеет не единственное решение. Следующим шагом решается задача о максимальном потоке минимальной стоимости, т.е. минимизируется стоимостной функционал:

$$\sum_{(i,j)} C_{ij} x_{ij} \to \min, \tag{4}$$

где C_{ij} – цена или удельные затраты на транспорт энергоресурса.

Решение данной задачи с рассмотрением всей технологической цепочки ЕСГ от получения газа в сеть до его передачи в распределительные сети либо на экспорт позволяет получить общую оценку производственных возможностей системы в экстремальных условиях для принятия соответствующих решений. Одним из результатов решения задачи являются значения дефицитов газа в узлах потребления в условиях ЧС.

Очевидно, что при использовании данной модели в условиях крупномасштабных возмущений приходится сталкиваться с проблемой ограничения поставок энергоресурсов потребителям. Каким образом определить «узкие» места, ограничивающие в данных ситуациях возможности системы по удовлетворению потребителей требуемым количеством ресурса? Как ранжировать эти места по значимости их влияния на производственные возможности системы (либо по приоритетности проведения мероприятий для увеличения производственных возможностей системы, с тем, чтобы путь выхода из чрезвычайной ситуации со снабжением потребителя соответствующим энергоресурсом был как можно короче и проще? Ответ на этот вопрос был предложен в [8, 13 и др.].

Для полного удовлетворения потребителей найденный максимальный поток f из задачи (1)–(4) необходимо увеличить на величину суммарного дефицита ресурса у потребителей. В определенных рамках это позволяют сделать технологические особенности системы (включение в работу резервных компрессоров на КС и соответственно повышение давления в линейной части, там, где это возможно) [14]. Задача о поиске дуг, на которых необходимо увеличить пропускные способности и о значениях такого увеличения на каждой конкретной дуге с тем, чтобы получить искомый увеличенный поток с минимальными на это затратами может быть записана в следующем виде:

$$\sum_{(i,j)} (C_{ij} q_{ij} + A_{ij} y_{ij}) \to \min, \tag{5}$$

при условиях

$$h_{ij} = q_{ij} + y_{ij}; \tag{6}$$

$$\sum_{i \in N_j^+} h_{ij} - \sum_{i \in N_j^-} h_{ji} = \begin{cases} -v, & j = O \\ 0, & j \neq O, S; \\ v, & j = S \end{cases} \tag{7}$$

$$0 \leq q_{ij} \leq d_{ij} - x_{ij}; \tag{8}$$

$$0 \leq y_{ij} \leq Y_{ij}, \tag{9}$$

где v – величина суммарного дефицита ресурса у потребителя; d_{ij} – ограничение на поток по дуге (i, j);. h_{ij} – приращение потока по дуге (i, j); q_{ij} – приращение потока по дуге (i, j) до d_{ij}; y_{ij} – приращение пропускной способности (i, j) свыше d_{ij}; Y_{ij} – ограничение на приращение пропускной способности по дуге (i, j) свыше d_{ij}; C_{ij} – цена или удельные затраты на

транспорт энергоресурса по дуге (*i, j*) в пределах d_{ij}; A_{ij} – цена или удельные затраты на транспорт энергоресурса по приращению y_{ij}; N_j^+ – подмножество «входящих» в узел *j* дуг; N_j^- – подмножество «выходящих» дуг из узла *j*; *O* – суммарный источник; *S* – суммарный сток; x_{ij} – значение потока по дуге (*i, j*), полученное при решении задачи (1)–(4).

В данной ситуации также может быть несколько вариантов решения, то есть несколько возможных максимальных потоков. Тогда опять говорим о поиске минимального из них по суммарной стоимости доставки ресурса потребителю как в рамках основной пропускной способности дуги, так и по приращению y_{ij}:

$$\sum_{(i,j)} C_{ij}x_{ij} + \sum_{(i,j)} A_{ij}y_{ij} \to \min, \tag{9}$$

здесь C_{ij} – цена или удельные затраты на поток по дуге (*i, j*); A_{ij} – цена или удельные затраты на поток по приращению y_{ij}.

Результат решения задачи – определение возможностей удовлетворения потребителей сетевым газом с выявлением объемов возможных недопоставок газа в узлы потребления при реализации нештатной ситуации с учетом имеющихся в системе возможностей увеличения пропускной способности на отдельных участках сети. На основании данных результатов можно получить список объектов, прекращение работы которых приведет к потенциальному дефициту газа в сети. Ранжируем этот список по относительной величине дефицита газа в сети. Путем отсечения объектов, вывод которых приведет к потенциальному дефициту газа в сети меньшему, чем ранее назначенное значение, к примеру, в 5%, можно получить ранжированный по степени влияния на работоспособность сети перечень КВО газовой отрасли.

Результаты исследований в газовой отрасли

Соответствующие исследования были проведены на описанной выше модели ЕСГ России. Исходные условия для расчетов следующие: средние сутки максимального потребления газа в сети, на основании статистики о потреблении газа по регионам в январе 2019 г. В такие сутки работу сети можно считать предельно напряженной относительно средней годовой загрузки. Суммарный поток газа по сети в такие сутки, учитывая экспортные поставки, составил округленно 2,3 млрд м^3. Результаты этих

исследований с учетом решения задачи (5)–(9) показали, что потенциальный дефицит газа у потребителей будет наблюдаться при прекращении работы 441 объектов газовой отрасли России (242 узла и 199 дуг сетевого расчетного графа). Порог потенциального дефицита газа ($\delta_{сум}$ в 5% от суммарной потребности в газе) при отключении одного из таких объектов преодолел 61 объект. Эти объекты и должны быть отнесены к перечню КВО федерального уровня по газовой отрасли. Среди этих объектов 25 дуг между узловыми КС и 36 узлов, в числе которых 30 узловых КС, 5 головных КС на выходах с крупных газовых месторождений и одно ПХГ. Информация о расчетных величинах относительных дефицитов газа в сети при отключении конкретных узлов и дуг в ранжированном по степени уменьшения дефицита газа виде представлена в табл. 1 (реальные наименования объектов ЕСГ заменены на условные номера).

Таблица 1

Расчетные относительные дефициты газа в сети в максимально напряженные сутки января 2019 г. при отключении объектов отнесенных к федеральным КВО ЕСГ

Порядковый номер КВО в ранжированном перечне	Тип объекта	Дефицит газа в системе при отключении КВО, %
1, 2, 3, 4	Узел	21
5, 6, 7	Дуга	21
8	Узел	19
9, 13, 14	Дуга	16
10_a^*, 11, 12, 15	Узел	16
16	Дуга	12
17, 18, 19, 22, 23	Узел	10
20, 21	Дуга	10
24	Узел	9
25, 26, 28_a	Узел	8
27	Дуга	8
29, 31, 33, 35, 37, 39, 41	Дуга	7
30_a, 32, 34, 36, 38, 40	Узел	7
42, 48, 50	Дуга	6
43_a, 44_a, 45, 46_b^{**}, 47, 49, 51	Узел	6
52, 55, 56, 59, 60	Дуга	5
53, 54, 57, 58, 61	Узел	5

* узел относится к объектам добычи, т.е. к ГКС на выходах с газовых месторождений.
** узел относится к объектам подземного хранения газа (ПХГ).

Из данных табл. 1 видно, что при отключении каждого из первых восьми объектов ранжированного списка КВО газовой отрасли федерального уровня относительный дефицит газа в системе может составить порядка 20% от необходимой суммарной поставки. Отключение каждого из следующих 15 объектов может привести к ограничению потока по системе в пределах 10–16%. Отключение всех остальных объектов из перечня КВО может спровоцировать относительный дефицит газа в системе в пределах 5–9%.

Постановка задачи определения и ранжирования КВО ЭЭС и методика ее решения

ЭЭС – сложная технологическая инфраструктурная система, для которой характерен ряд особенностей, касающийся определения КВО:

– за год для функционирования ЭЭС характерны различные режимы потребления электроэнергии и мощности, характерные для разных времен года. При определении КВО необходимо анализировать все их, так как степень важности объекта может проявляться не только в режиме максимального потребления мощности. К тому же в разных регионах максимум потребления мощности приходится не только на разные сутки, но и на разные месяцы;

– в рамках режима потребления целесообразно учитывать плановые ремонты энергетического оборудования, т.к. их проведение будет оказывать дополнительное влияние на режимы работы системы, т.е. и на возможный дефицит мощности и недоотпуск электроэнергии при прекращении работы анализируемого объекта;

– помимо выхода из строя анализируемого объекта в ЭЭС в течение расчетного периода из строя может выйти любое эксплуатируемое оборудование и тем самым усугубить сложившуюся ситуацию, поэтому при определении КВО ЭЭС целесообразно учитывать возможные отказы оборудования, например, в виде учета статистики по аварийным ремонтам.

Согласно сказанному выше, для определения и ранжирования КВО ЭЭС целесообразно использовать модель имитации работы ЭЭС за продолжительный период, и в которой проводится учет всех влияющих на дефицит мощности и недоотпуск электроэнергии факторов. Данным

требованиям соответствует модель ЭЭС, используемая в методике оценки балансовой надёжности ЭЭС, основанной на методе Монте-Карло [15–17]. В рамках моделирования работы ЭЭС по данной методике проводится имитация почасовых режимов работы ЭЭС, при этом проводится учет плановых и аварийных ремонтов энергетического оборудования, а также моделируются нерегулярные колебания нагрузки. При определении КВО ЭЭС возможно не проводить моделирование некоторых случайных событий методом Монте-Карло. Учет аварийных ремонтов генерирующего оборудования возможно проводить по аналогии с одним из способов моделирования текущих ремонтов, добавляя их объем в график нагрузки. Всеми видами ремонтов электрических сетей в данных исследованиях можно пренебречь, так как в реальных условиях эксплуатации плановые ремонты сетевых элементов проводятся в благоприятных условиях с резервированием данных элементов другими, а в случае ЧС в ЭЭС возможна достаточно быстрая мобилизация сетевых элементов, находящихся в ремонтах.

При подобных расчетах ЭЭС может быть эквивалентирована и представлена в виде энергозон, внутри которых вероятность сетевых ограничений сведена к минимуму и межзонных связей. Каждая энергозона характеризуется набором генерирующих агрегатов и нагрузкой потребителей.

В общем случае методика моделирования ЭЭС для определения КВО включает три вычислительных этапа.

1. Этап формирования расчетных состояний ЭЭС для каждого часа рассматриваемого периода.

2. Этап определения дефицитов мощности расчетных состояний ЭЭС. Математическая формулировка данной задачи – следующая [15]:
при определении дефицита мощности *k*-го состояния ЭЭС, для каждого часа расчетного периода, требуется найти:

$$\sum_{i=1}^{n} y_i \to \max, \tag{10}$$

учитывая балансовые ограничения

$$x_i - y_i + \sum_{j=1}^{n} (1 - z_{ji} a_{ji}) z_{ji} - \sum_{j=1}^{n} z_{ij} = 0,\ i = 1, \ldots, n,\ i \neq j, \tag{11}$$

и линейные ограничения-неравенства на переменные

$$y_i \le \overline{y}_i^k,\ i = 1, \ldots, n, \tag{12}$$

$$x_i \le \overline{x}_i^k,\ i = 1, \ldots, n, \tag{13}$$

$$z_{ij} \le \overline{z}_{ij}^k,\ i = 1, \ldots, n,\ j = 1, \ldots, n,\ i \ne j, \tag{14}$$

$$y_i \ge 0,\ x_i \ge 0,\ z_{ij} \ge 0,\ i = 1, \ldots, n,\ j = 1, \ldots, n,\ i \ne j, \tag{15}$$

где x_i – используемая мощность в энергозоне i, $\overline{x}_i^k$ – располагаемая генерирующая мощность в энергозоне i, y_i – покрываемая в энергозоне i нагрузка, $\overline{y}_i^k$ – величина нагрузки в энергозоне i, z_{ij} – поток мощности из энергозоны i в энергозону j, $\overline{z}_{ij}^k$ – пропускная способность ЛЭП между энергозонами i и j, a_{ij} – коэффициенты удельных потерь мощности при ее передаче из энергозоны i в энергозону j.

3. Этап вычисления математического ожидания (м.о.) недоотпуска электроэнергии и дефицита мощности.

Определение и ранжирование КВО ЭЭС основано на алгоритме, представленном на рис. 1 и в частности включает следующую последовательность действий.

1. Формирование перечня объектов ЭЭС для определения м.о. дефицита мощности и м.о. недоотпуска электроэнергии при их выводе из строя. Формирование может проводиться несколькими способами:

– имитацией поочерёдного отключения электрических станций и линий электропередачи по одному объекту;

– имитацией поочередного отключения экспертно назначенных объектов ЭЭС (по одному).

2. Определение м.о. недоотпуска электроэнергии и м.о. дефицита мощности всех назначенных вариантов для перебора. Оценку можно проводить для любого априори назначенного временного интервала: год, месяц, сутки, час.

3. Выявление объектов наиболее сильно влияющих на м.о. дефицита мощности и м.о. недоотпуска электроэнергии. Ранжирование КВО ЭЭС на объекты федерального и регионального значения.

Результаты исследования ЭЭС

Процесс определения КВО ЭЭС продемонстрируем на Объединенной энергетической системе (ОЭС) Сибири. ОЭС Сибири представляет собой крупное энергообъединение, которое входит в ЕЭС России. В составе ОЭС Сибири работают крупные тепловые и гидравлические электростанции (ТЭС и ГЭС), а также линии электропередачи (ЛЭП) напряжением 220 и 500 кВ. На рисунке 2 приведена схема ОЭС Сибири [18] и эквивалентированная модель ОЭС Сибири для определения КВО.

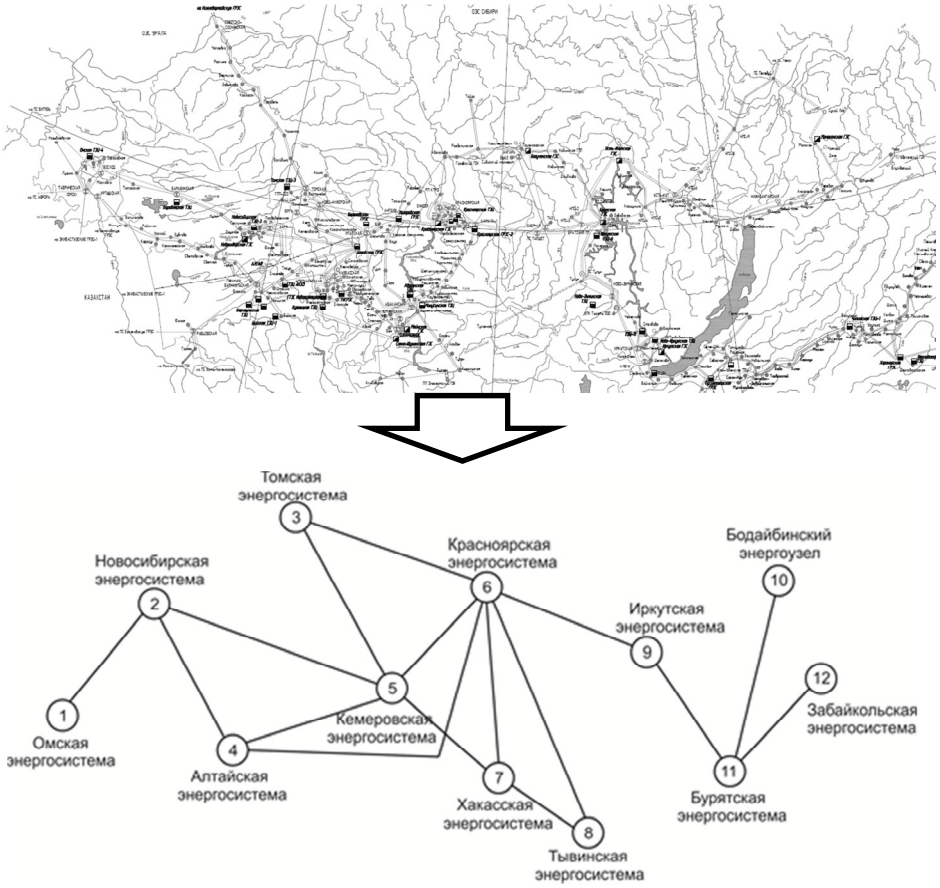


Рис. 2. Эквивалентирование ОЭС Сибири для оценки КВО

Кластеризация на энергозоны ОЭС Сибири проведена по признаку разделения на субъекты РФ, исключением является Бодайбинский энергоузел, формально относящийся к Иркутской области, но фактически соединенный с Бурятской энергосистемой.

Исходные данные для исследований сформированы на уровне 2015 г. и в целом отражают ситуацию, сложившуюся в энергосистеме в настоящий период. Во всяком случае, эти данные вполне применимы в качестве примера использования разработанной методики. В таблице 2 представлены характеристики энергозон расчетной модели ОЭС Сибири.

Таблица 2

Характеристики энергозон ОЭС Сибири

№ узла	Наименование энергозоны	Собственный максимум нагрузки, МВт	Располагаемая мощность, МВт
1	Омская ЭС	1782	1479
2	Новосибирская ЭС	2690	2730
3	Томская ЭС	1302	918
4	Алтайская ЭС	1884	1444
5	Кемеровская ЭС	4535	5028
6	Красноярская ЭС	6235	12006
7	Хакасская ЭС	2155	5430
8	Тывинская ЭС	152	40
9	Иркутская ЭС	7570	12550
10	Бодайбинский энергоузел	90	20
11	Бурятская ЭС	945	898
12	Забайкальская ЭС	1260	1156
Совмещенный максимум ОЭС Сибири		30225	43700

В таблице 3 представлены пропускные способности межзонных связей расчетной модели ОЭС Сибири. Пропускные способности межзонных связей определены исходя из натуральных передаваемых мощностей линий электропередачи, составляющих межзонные связи [19], что является приближением к действительным пропускным способностям межзонных связей, но достаточно для подобных исследований.

Таблица 3

Пропускные способности межзонных связей ОЭС Сибири

№ связи	Связываемые энергосистемы	Пропускная способность связи, МВт
1	1. Омская – 2. Новосибирская	1305
2	2. Новосибирская – 4. Алтайская	1440
3	2. Новосибирская – 5. Кемеровская	950
4	3. Томская – 5. Кемеровская	1170
5	3. Томская – 6. Красноярская	780
6	4. Алтайская – 5. Кемеровская	950
7	4. Алтайская – 6. Красноярская	850
8	5. Кемеровская – 6. Красноярская	1560
9	5. Кемеровская – 7. Хакасская	1650
10	6. Красноярская – 7. Хакасская	3400
11	6. Красноярская – 8. Тывинская	135
12	6. Красноярская – 9. Иркутская	3630
13	7. Хакасская – 8. Тывинская	135
14	9. Иркутская – 11. Бурятская	885
15	10. Бодайбинский энергоузел – 11. Бурятская	66
16	11. Бурятская – 12. Забайкальская	410

Для определения КВО ОЭС Сибири на первом этапе экспертно был выделен ряд электростанций в энергозонах и ЛЭП в межзонных связях, которые будут модельно отключены в ходе исследований. Так как энергозона представляет собой концентрированный узел, внутри которого отсутствуют ограничения на передаваемую мощность, то наиболее весомый вклад в величину м.о. недоотпуска электроэнергии и м.о. дефицита мощности будут вносить самые крупные электростанции в каждой энергозоне. Поэтому в ходе реализации эксперимента на первом этапе будем последовательно в каждой энергозоне отключать самые крупные электростанции.

В данном исследовании рассматривается суточный временной разрез, соответствующий 15 января. В таблице 4 представлены данные по располагаемой мощности отключаемых электростанций и результаты расчетов после отключения соответствующих генерирующих объектов. При этом, следует отметить, что м.о. недоотпуска электроэнергии без вывода из работы этих энергетических объектов составило 27 МВт ч.

Таблица 4

Расчетные м.о. недоотпуска электроэнергии в ОЭС Сибири после отключения соответствующих электростанций

№ узла	Наименование узла	Наименование электростанции	Располагаемая мощность электростанции, ГВт	М.о. недоотпуска электроэнергии в ОЭС Сибири после отключения электростанций, МВт·ч
1	Омская ЭС	ТЭЦ 5	0,73	29
2	Новосибирская ЭС	ТЭЦ 5	1,20	30
3	Томская ЭС	АО СХК	0,43	27
4	Алтайская ЭС	Бийская ТЭЦ	0,51	27
5	Кемеровская ЭС	Томь-Усинская ГРЭС	1,34	27
6	Красноярская ЭС	Красноярская ГЭС	5,76	27
7	Хакасская ЭС	Саяно-Шушенская ГЭС	5,33	32
8	Тывинская ЭС	Кызыльская ТЭЦ	0,17	27
9	Иркутская ЭС	Братская ГЭС	4,22	32
10	Бодайбинский энергоузел	Мамаканская ГЭС	0,09	401
11	Бурятская ЭС	Гусиноозерская ГРЭС	1,16	30
12	Забайкальская ЭС	Харанорская ГРЭС	0,67	30

Как видно из табл. 4 наибольшее значение м.о. недоотпуска электроэнергии в ОЭС Сибири вызвано отключением Мамаканской ГЭС. Это объясняется тем фактом, что в Бодайбинском энергоузле Мамаканская ГЭС – единственный энергоисточник и в период максимальной нагрузки в энергоузле наблюдается дефицит мощности даже без его отключения. Относительно суточного потребления электроэнергии ОЭС Сибири, которое можно принять на уровне 0,7 млн МВт ч, полученное значение м.о. недоотпуска электроэнергии составляет менее 1%, что не дает возможности отнести данный энергообъект к КВО федерального уровня. К КВО регионального уровня можно отнести только Мамаканскую ГЭС в Бодайбинском энергоузле. В остальных энергозонах вывод из работы самой крупной электростанции не привел к повышению недоотпуска электроэнергии ни в данной зоне, ни в ОЭС Сибири, или значение м.о. недоотпуска элек-

троэнергии изменилось незначительно. В первую очередь, это связано с тем, что в ОЭС Сибири имеются достаточные резервы генерирующих мощностей, способные компенсировать проблемы с обеспечением потребителей электроэнергией в случаях отключения крупнейших источников в каждой энергозоне.

На следующем шаге исследований были смоделированы отключения наиболее крупных линий электропередачи по всем межзонным связям ОЭС Сибири (поочередный вывод из работы самой крупной линии в каждой межзонной связи). В ходе проведения расчётов были получены значения м.о. недоотпуска электроэнергии в ОЭС Сибири, в связи с модельным отключением указанных ЛЭП. В таблице 5 представлен список линий, модельно отключаемых при проведении исследований и соответствующие этим отключениям м.о. недоотпуска электроэнергии в ОЭС Сибири.

Таблица 5

М.о. недоотпуска электроэнергии в ОЭС Сибири при выводе из работы ЛЭП в межзонных связях

Связываемые ЭС		Наименование ЛЭП	Напряжение ЛЭП, кВ	М.о. недоотпуска э/э в ОЭС Сибири при отключении ЛЭП, МВт·ч
Омская	Новосибирская	Таврическая–Барабинская	500	3027
Новосибирская	Алтайская	Заря–Алтай	500	29
Новосибирская	Кемеровская	Заря–Юрга	500	32
Томская	Кемеровская	Томская–Ново-Анжерская	500	27
Томская	Красноярская	Томская–Итатская	500	40
Алтайская	Кемеровская	Барнаульская–Новокузнецкая	500	31
Алтайская	Красноярская	Алтай–Итатская	500	46
Кемеровская	Красноярская	Ново-Анжерская–Назаровская ГРЭС	500	27
Кемеровская	Хакасская	Новокузнецкая–Саяно-Шушенская ГЭС	500	33
Красноярская	Хакасская	Абаканская–Итатская	500	28
Красноярская	Тывинская	Ергаки–Туран	220	46
Красноярская	Иркутская	Камала–Тайшет	500	42
Хакасская	Тывинская	Абаза–Ак-Довурак	220	35
Иркутская	Бурятская	Ключи–Гусиноозерская ГРЭС	500	47
Бодайбинский энергоузел	Бурятская	Таксимо–Мамакан	220	602
Бурятская	Забайкальская	Гусиноозерская ГРЭС–Петровск–Забайкальский	220	295

Как видно из табл. 5 только при отключении ЛЭП в межзонных связях Омская ЭС-Новосибирская ЭС, Бодайбинский энергоузел-Бурятская ЭС и Бурятская ЭС-Забайкальская ЭС, значения м.о. недоотпуска электроэнергии изменились. Отключение вышеуказанных ЛЭП может привести к значительному недоотпуску электроэнергии в конкретных энергозонах. В остальных случаях изменения значений м.о. недоотпуска электроэнергии незначительны. В целом, полученные значения м.о. недоотпуска электроэнергии при отключении наиболее крупных ЛЭП в межзонных связях, так же, как и в случае с выводом из работы крупнейших электростанций энергозон, составляет менее 1% от суммарного потребления электроэнергии в ОЭС Сибири.

Таким образом, после анализа ОЭС Сибири на предмет выявления КВО с позиции энергетической безопасности выявлено, что на современном этапе ни один из объектов электроэнергетики в ОЭС Сибири не является КВО регионального, или тем более федерального уровня. В случае, к примеру, Бодайбинского энергоузла, где недопоставки электроэнергии будут ощущаться как при отключении Мамаканской ГЭС, так и ЛЭП 220 Таксимо – Мамакан, эти объекты могут быть признаны КВО данного конкретного энергоузла.

Заключение

В статье приведены примеры реализации подходов к выявлению КВО СЭ на примере газовой и электроэнергетической отраслей России. По газовой отрасли представлен перечень КВО, по электроэнергетике на примере ОЭС Сибири в результате анализа ситуации выяснено, что в сегодня ОЭС Сибири имеет достаточно большие резервы как по генерирующим мощностям, так и по сетевой части. Тем не менее, в ходе исследований был выявлен ряд объектов, к которым должно быть уделено пристальное внимание при планировании развития ОЭС Сибири.

На выявляемые в результате проводимых исследований объекты должно быть в первую очередь обращено внимание с позиций обеспечения живучести газовой отрасли, электроэнергетики и в целом с позиций обеспечения энергетической безопасности страны и ее регионов. Для минимизации негативных последствий для потребителей при выходе из строя КВО энергетики могут быть приняты к реализации два основных направления действий. Одно из них поиск и проведение инвариантных

мероприятий снижающих критическую значимость выявленных КВО СЭ и другое – проведение организационных мероприятий по предупреждению ЧС в первую очередь на указанных объектах. Стратегическими задачами при развитии анализируемых отраслей могут стать задачи формирования направлений и конкретных путей снижения критической значимости соответствующих КВО для потенциальной работоспособности СЭ. С наработкой опыта выявления КВО в газовой отрасли и электроэнергетике для разных временных срезов, работа может быть продолжена и в части выявления КВО в других системах энергетики и в ТЭК, в целом, а также детализации условий возможных ЧС и более тщательному анализу последствий реализации ЧС для различных СЭ.

Литература

1. Федеральный закон от 21 июля 2011 г. N 256-ФЗ «О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса».
2. G. Vancells, S. Herraiz, J. Meléndez, Á. Ferreira Analysis of Importance of Components in Power Systems using Time Sequential Simulation/ Prossiding of International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'13) Bilbao (Spain), 20th to 22th March, 2013.
3. Hanbo Qi; Libao Shi; Yixin Ni; Liangzhong Yao; Bazargan Masoud Study on power system vulnerability assessment based on cascading failure model / Prossiding of 2014 IEEE PES General Meeting | Conference & Exposition, 27-31 July 2014, DOI: 10.1109/PESGM.2014.6939071.
4. Emil Hillberg; Jarno Lamponen; Liisa Haarla; Ritva Hirvonen Fingrid Oyj, Helsinki, Finland Revealing stability limitations in power system vulnerability analysis / Prossiding of 8th Mediterranean Conference on Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion (MEDPOWER 2012), DOI: 10.1049/cp.2012.2027.
5. Bin Liu; Zhen Li; Xi Chen; Yuehui Huang, Xiangdong Liu Recognition and Vulnerability Analysis of Key Nodes in Power Grid Based on Complex Network Centrality / IEEE Transactions on Circuits and Systems II: Express Briefs (Volume: 65, Issue: 3, March 2018) DOI: 10.1109/TCSII.2017.2705482.
6. Сендеров, С.М. Особенности формирования перечня критически важных объектов газотранспортной сети России с учетом требований энергетической безопасности и возможные меры минимизации негативных последствий от чрезвычайных ситуаций на таких объектах / С.М. Сендеров, В.И. Рабчук, А.В. Еделев // Известия РАН. Энергетика, 2016, № 1, с. 70–78.

7. https://neftegaz.ru/news/finance/516213-rossiya-v-2019-g-uvelichila-dobychu-nefti-na-0-7-gaza-na-1-7-eto-rekord/, дата обращения 19.03.2020.

8. Senderov S., Edelev A. Formation of a list of critical facilities in the gas transportation system of Russia in terms of energy security. Energy, 2017, doi:10.1016/j.energy.2017.11.063.

9. ПАО «Газпром»: подземные хранилища газа [Электронный ресурс] URL: http://www.gazprom.ru/about/production/underground-storage/ (дата обращения 19.04.2018).

10. Voropai N.I., Senderov S.M., Edelev A.V. Detection of “bottlenecks” and ways to overcome emergency situations in gas transportation networks on the example of the European gas pipeline network. Energy, 2012, doi:10.1016/j.energy.2011.07.038.

11. Храмов А.В., Еникеева С.М., Хрусталева Н.М. и др. Программное и информационное обеспечение решения задач живучести Единой системы газоснабжения СССР // Методы и модели исследования живучести систем энергетики, Новосибирск: Наука, Сиб. отд, 1990. С. 86–91.

12. Форд, Л.Р. Потоки в сетях / Л.Р. Форд, Д.Р. Фалкерсон. – М.: Мир, 1966, 276 с.

13. Сендеров, С.М. Методика определения «узких» мест в работе единой системы газоснабжения и выбор путей преодоления чрезвычайных ситуаций с газоснабжением потребителей / С.М. Сендеров, А.В. Еделев // Известия РАН. – Энергетика. – 2002. – № 4. – С. 57–62.

14. Добыча, подготовка и транспорт природного газа и конденсата. Справочное руководство в 2-х томах. Том II / под ред. Ю.П. Коротаева, Р.Д. Маргулова. – М.: Недра, 1984. 288 с.

15. Ковалев, Г.Ф. Надежность систем электроэнергетики. / Г.Ф. Ковалев, Л.М. Лебедева. – Новосибирск: Наука, 2015, 224 с.

16. Iakubovskiy D.V., Krupenev D.S., Boyarkin D.A. An Analysis of Shortage Minimization Models to Assess Power System Adequacy // Energy Systems Research. Vol.1. No.3. 2018. P.25-32. DOI: 10.25729/esr.2018.03.0003

17. Iakubovskii D.V., Krupenev D.S., Boyarkin D.A. Application the differential evolution for solving the problem of minimizing the power shortage of electric power systems // E3S Web of Conferences. Vol.114. ID: 03002. 2019. DOI: 10.1051/e3sconf/201911403002

18. Приказ от 1 марта 2016 г. № 147 "Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2016-2022 гг."

19. Ершевич В.В. и др. Справочник по проектированию электроэнергетических систем // под ред. Рокотяна С. С. и Шапиро И. М. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 352 с.

ЭНЕРГО- И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ В СИСТЕМАХ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДСКИХ И СЕЛЬСКИХ АГЛОМЕРАЦИЙ ПУТЕМ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ АКТУАЛИЗИРОВАННЫХ УДЕЛЬНЫХ НАГРУЗОК

Солуянов Ю.И.,
д.т.н., проф., президент Ассоциации «Росэлектромонтаж»

Федотов А.И.,
д.т.н., проф., ведущий научный сотрудник ООО «Инжиниринговый центр КГЭУ»

Ахметова И.Г.,
д.т.н., доц., проректор по научной работе КГЭУ

Ахметшин А.Р.,
к.т.н., доц., каф. «ЭМС» КГЭУ

Расчет электрической нагрузки – основа проектирования системы электроснабжения любого объекта капитального строительства. От величины электрической нагрузки зависит структура системы, мощность и, соответственно, стоимость закладываемого электрооборудования [6, 13]. Стоимость технологического подключения к действующим электрическим сетям определяется, главным образом, значением мощности, которую потребитель просит в своей заявке.

В настоящее время для расчета нагрузок жилых и общественных зданий используют СП 256.1325800.2016 «Электроустановки жилых и общественных зданий. Правила проектирования и монтажа» (НТД). Как показали оценочные расчеты специалистов Ассоциации «Росэлектромонтаж» (далее Ассоциация) и Казанского государственного энергетического университета (КГЭУ), нормативы, указанные в НТД, существенно завышены по сравнению с реальными значениями [1–4].

Из отчёта о функционировании АО «СО ЕЭС» в 2019 г. [7] следует, что установленная мощность электростанций Российской Федерации составляет 245,4 ГВт, а нагрузки электростанций на годовой максимум потребления мощности – 153,5 ГВт, т.е. 91,9 ГВт не использовалось. На объекты жилья и социального, культурного и бытового назначения приходится 20%, в том числе на домохозяйства 14,7% [8–10] от потребляемой мощности. Из этого следует, что из 91,9 ГВт неиспользуемой мощности («запертой») – 18,4 ГВт приходится на объекты жилья и соцкультбыта.

С 2012 г. по 2016 г. в стране ежегодный темп прироста конечного потребления электроэнергии составил 0,3% [8–10]. Однако, введенные в те же годы мощности сетевой инфраструктуры способны покрыть нагрузку потребителей на 86 ГВт. Фактическая неиспользуемая мощность («запертая») при этом составила более 85–88% [8–10], что составляет 73,1–75,68 ГВт.

Для решения проблемы «запертой электрической мощности объектов жилья, социального, культурного и бытового назначения, уменьшения стоимости строительства объектов, снижения потерь в электрических сетях, обеспечивающих их электроснабжение, необходима актуализация удельных расчетных электрических нагрузок, основанных на фактических данных [1–4]». Необходимость работы также подтверждается следующими документами:

– Государственной программой Российской Федерации «Развитие энергетики» в редакции от 02.03.2020 № 221, одной из целей которой является «обеспечение потребности внутреннего рынка в надежном, качественном и экономически обоснованном снабжении энергией»;

– Энергетической стратегией Российской Федерации на период до 2035 года, утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 9 июня 2020 г., целями которой также являются «совершенствование нормативно-правовой базы», «совершенствование системы планирования в электроэнергетике», «снижение потерь электрической энергии до 2035 г. до уровня 7–7,5%»;

– Национальным рейтингом состояния инвестиционного климата в субъектах РФ, ключевым показателем которого является «Качество предоставления государственных услуг – показатели эффективности оказания различных государственных услуг для бизнеса, в том числе подключение к электросетям»;

– Комплексным планом модернизации и расширения магистральной инфраструктуры на период до 2024 года от 30 сентября 2018 года, в целевые показатели которого включено «снижение избытка установленной мощности электростанций ЕЭС России».

Замеры по трансформаторным подстанциям (ТП) представлены на рис. 1.

Из выше представленных диаграмм, рис. 1, можно сделать вывод, что порядка 80% трансформаторов загружены менее чем на 30%, следовательно, трансформаторы работают с низким КПД и большими потерями относительно передаваемой электроэнергии от 2 до 12% при загрузке ТП от 5 до 30%, рис. 2.

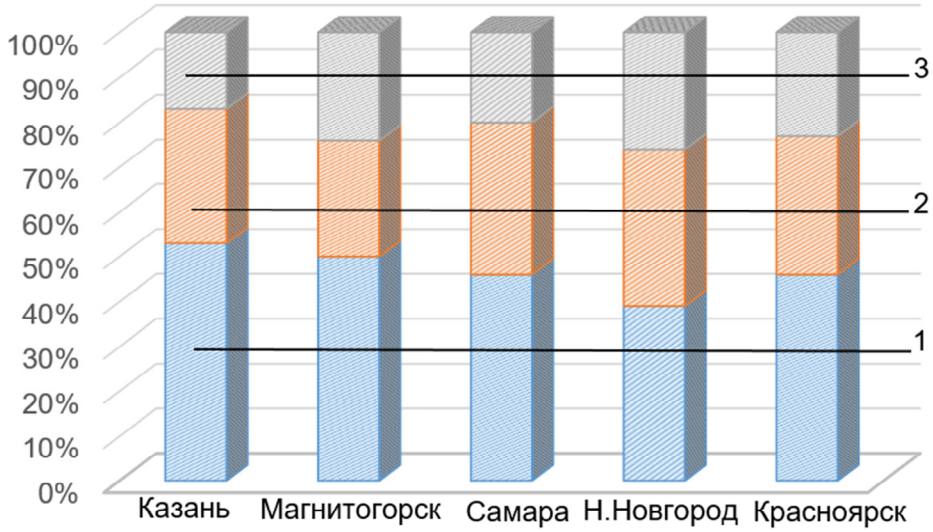


Рис. 1. Загрузка трансформаторных подстанций (kз):
1– kз≤15%; 2 – 15 %<kз≤30%; 3 – 30 %<kз≤85%

На рисунке 2 представлен график потерь в трансформаторах в зависимости от коэффициента загрузки.

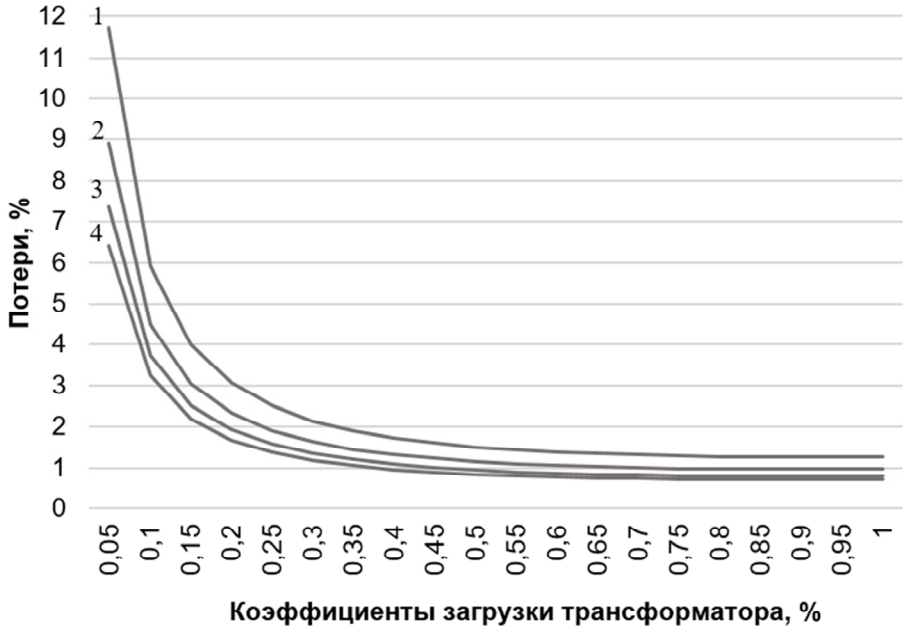


Рис. 2. Потери в трансформаторах в зависимости от коэффициента загрузки:
1 – ТМ 250/10; 2 – ТМ 630/10; 3 – ТМ 1250/10; 4 – ТМ 2500/10

Из рисунка 2 видно, что чем меньше загружен трансформатор, тем больше потерь относительно передаваемой мощности. Так как порядка 50 % трансформаторов загружены менее 15%, потери в них составляют от 2 до 4%.

Следует обратить внимание на то, что за последнее десятилетие электропотребление бытовыми приборами за счет использования новых технологий изменилось в сторону уменьшения.

Современный бытовой прибор – это прибор с обязательно обозначенной категорией энергосбережения. И чем выше класс, тем прибор конкурентоспособнее. Кроме того, для освещения улиц и дворов всё чаще применяются светодиодные светильники, в квартирах применяются энергосберегающие лампы. А так как растет стоимость 1 кВтч, жильцы действительно экономят электроэнергию.

С 2023 г. показатели удельного расхода электроэнергии должны быть улучшены на 40%, а с 2028 года на 50% [11, 12].

Классы энергетической эффективности многоквартирных жилых домов МКД представлены в табл. 1.

Таблица 1

Классы энергетической эффективности

Обозначение класса энергетической эффективности	**Наименование класса энергетической эффективности**	**Величина отклонения значения фактического удельного годового расхода энергетических ресурсов от базового уровня, %**
A++	Высочайший	–60 включительно и менее
A+	Высочайший	от –50 включительно до –60
A	Очень высокий	от –40 включительно до –50
B	Высокий	от –30 включительно до –40
C	Повышенный	от –15 включительно до –30
D	Нормальный	от 0 включительно до –15

Специалистами Ассоциации и КГЭУ был проведен анализ информации электропотребления МКД по городам Российской Федерации: Санкт-Петербург, Казань, Челябинск, Альметьевск и Магнитогорск и проведены оценочные исследовательские расчеты, рис. 3.

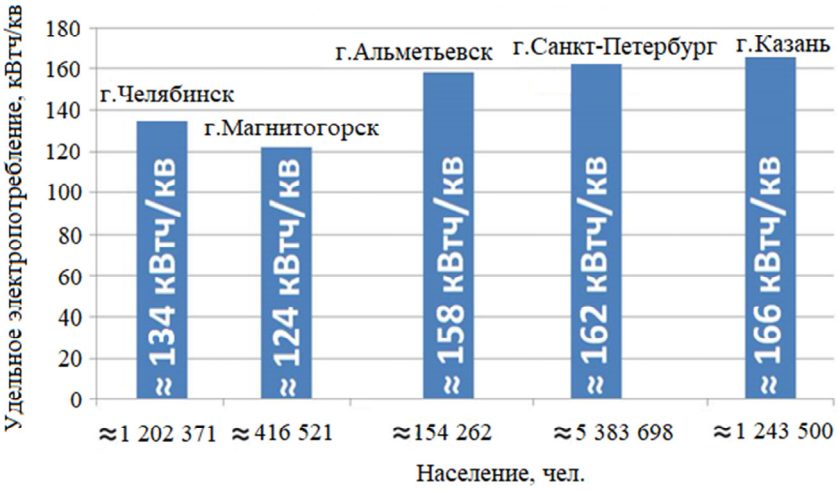


Рис. 3. Диаграммы удельного электропотребления по городам РФ

Приведенные на рис. 3 диаграммы показывают, что имеют место региональные отличия в части электропотребления. Пример графика нагрузки МКД г. Казани и г. Магнитогорска, рис. 4, является предпосылкой к разработке региональных нормативов удельных нагрузок, что также подтверждается из [8–10].

Это в том числе объясняется тем, что часовые пояса Российской Федерации по долготе имеют протяженность 11,4 часа, и страна административно разделена на 9 часовых поясов с размахом среднегодовой температуры 36 градусов (от −23 до +13), применение единого документа для расчета электрической нагрузки для всей территории страны не представляется возможным. Дифференциация в Федеральных округах, рис. 5 и рис. 6 [8–10], показывает, что удельные расходы электроэнергии увеличиваются с юго-запада на север и восток. Дальневосточный федеральный округ (1461 кВт·ч/чел в год) почти вдвое превосходит Северо-Кавказский федеральный округ (795 кВт·ч/чел в год) и примерно в полтора раза другие федеральные округа Европейской части страны [8–10]. Данные по отдельным субъектам Российской Федерации в общем случае показывают, что максимальные душевые расходы электроэнергии характерны для районов с дешевой энергией ГЭС (Иркутская область, Республика Хакасия, Республика Дагестан), а также для районов без развитых газовых сетей (регионы Дальнего Востока и Северо-Запада, где население использует электроэнергию в самом энергоёмком бытовом приборе – электроплитах, а также нередко для теплоснабжения) [8–10]. Региональный признак нужно учитывать при мониторинге и актуализации удельных значений электрической нагрузки [1–4].

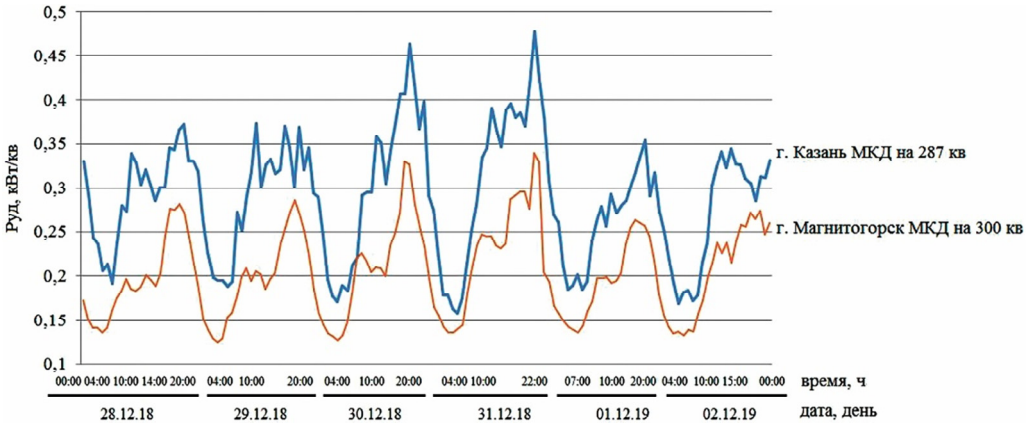


Рис. 4. График нагрузок с 28.12.2018 г. по 03.01.2019 г.

Рис. 5. Удельные расходы в Российской Федерации по регионам [8]

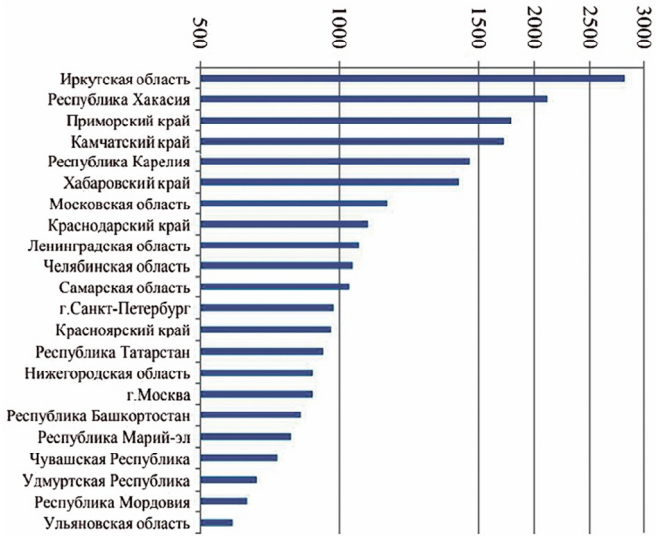


Рис. 6. Душевой расход электроэнергии в быту

по субъектам Российской Федерации [8–10]

Научно-исследовательская работа Ассоциации и КГЭУ с статистической обработкой и доказательством репрезентативности выборки в Республике Татарстан выполнена для МКД. На рисунке 7 приведено сравнение значений удельной нагрузки для МКД и по СП 256.1325800.2016 «Электроустановки жилых и общественных зданий. Правила проектирования и монтажа» и по методике Ассоциации «Росэлектромонтаж» [1–4].

К 1-й группе относятся жилые здания без лифтов с газовыми плитами, ко 2-й группе относятся жилые здания с лифтами с газовыми плитами, к 3-й группе относятся жилые здания с лифтами и с электрическими плитами.

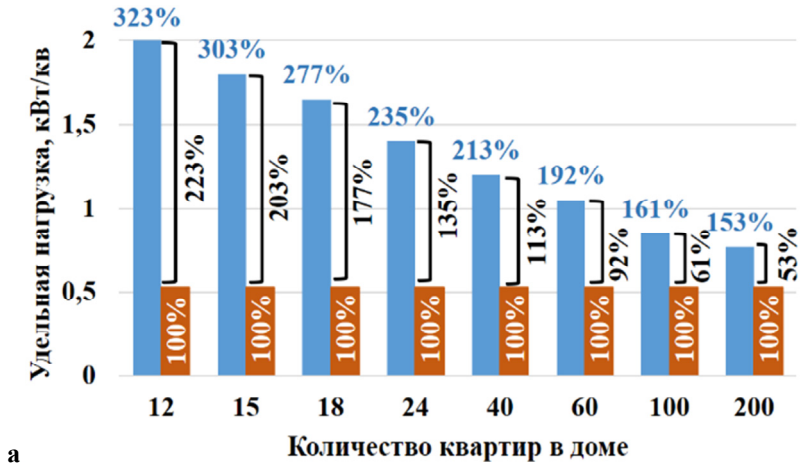
На рисунке 7 показано существенное отличие фактических нагрузок от рассчитанных по действующим нормативным документам.

Мониторинг электрических нагрузок многоквартирных домов с последующей статистической обработкой в Республике Татарстан частично представлен [1–4] после прохождения экспертной оценки специалистов: ГАУ «Центр энергосберегающих технологий РТ при кабинете министров РТ», ГАУ «Управление государственной экспертизы и ценообразования РТ по строительству и архитектуре», ГКУ «Главное инвестиционно-строительное управление РТ», ГУП «Татинвестгражданпроект» и нашел свое отражение в постановлении Кабинета Министров Республики Татарстан № 805 от 09.09.2019 г. (снижение удельных расчетных электрических нагрузок многоквартирных домов составило от 223% до 50%) [1–4]. В таблице 2 представлена актуализированная удельная электрическая нагрузка для расчета заявленной мощности многоквартирных домов, утвержденная постановлением Кабинета Министров Республики Татарстан № 805 от 09.09.2019 г. [15].

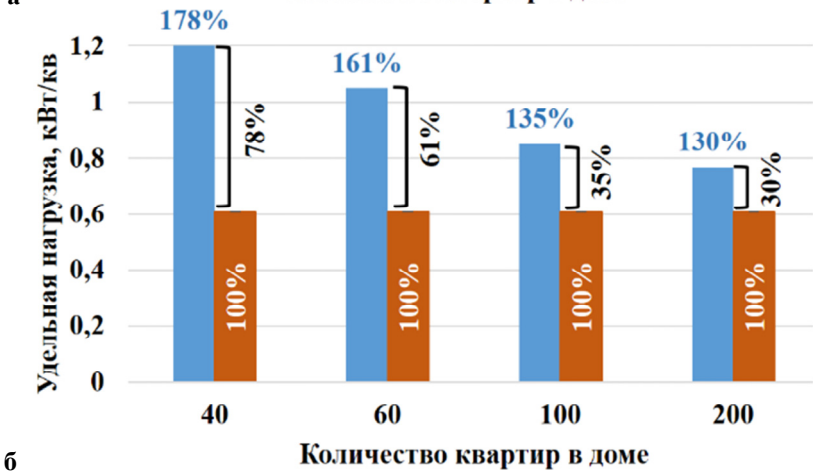
Таблица 2

Удельная нагрузка $P_{зм.уд}$ электроприемников квартир жилых зданий для расчета заявленной мощности, кВт/квартиру

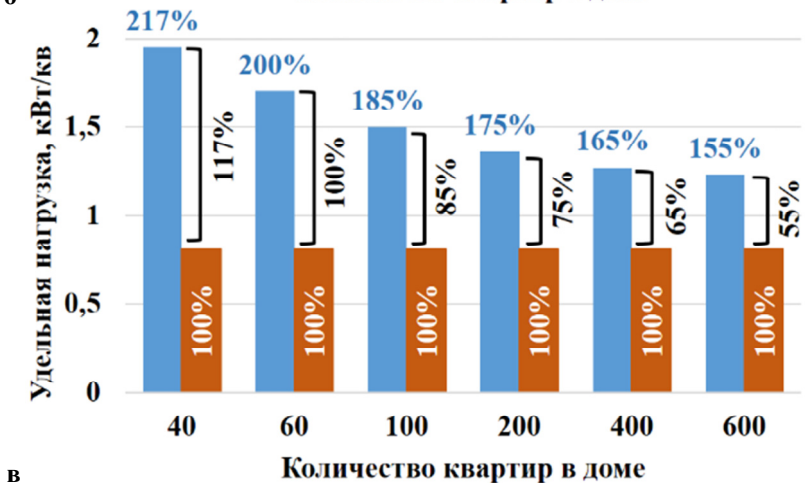
№ п./п.	Потребители электроэнергии	Удельная электрическая нагрузка для расчета заявленной мощности $P_{зм.уд}$, кВт/квартиру
1	1-я группа жилых зданий жилые здания без лифтов с газовыми плитами	0,53
2	2-я группа жилых зданий жилые здания с лифтами с газовыми плитами	0,61
3	3-я группа жилых зданий жилые здания с лифтами и с электрическими плитами	0,81



а



б



в

Рис. 7. Сравнение значений удельной нагрузки по СП 256.1325800.2016 ( ) с расчетами Ассоциации «Росэлектромонтаж» ( ):
а – 1-я группа жилых зданий; б – 2-я группа жилых зданий; в – 3-я группа жилых зданий

Проводилась также научно-исследовательская работа по обследованию объектов социального, культурного и бытового назначения в Республике Татарстан, включая дошкольные образовательные учреждения (ДОУ) и средние образовательные школы (СОШ). В качестве примера полученные значения фактических электрических нагрузок для ДОУ представлены на рис. 8, а для СОШ на рис. 9, [1–4] которые также показали расхождения с рассчитанными по [6, 13].

Рисунки 8 и 9 иллюстрируют существенную разницу между фактической и расчетной нагрузками, это в очередной раз подтверждает актуальность пересмотра расчетных значений для ДОУ и СОШ. Измерения электрических нагрузок других общественных зданий (парикмахерских, магазинов, аптек, кафе, ресторанов, офисных помещений и т.п.) также показали существенные расхождения с рассчитанными по [6, 13].

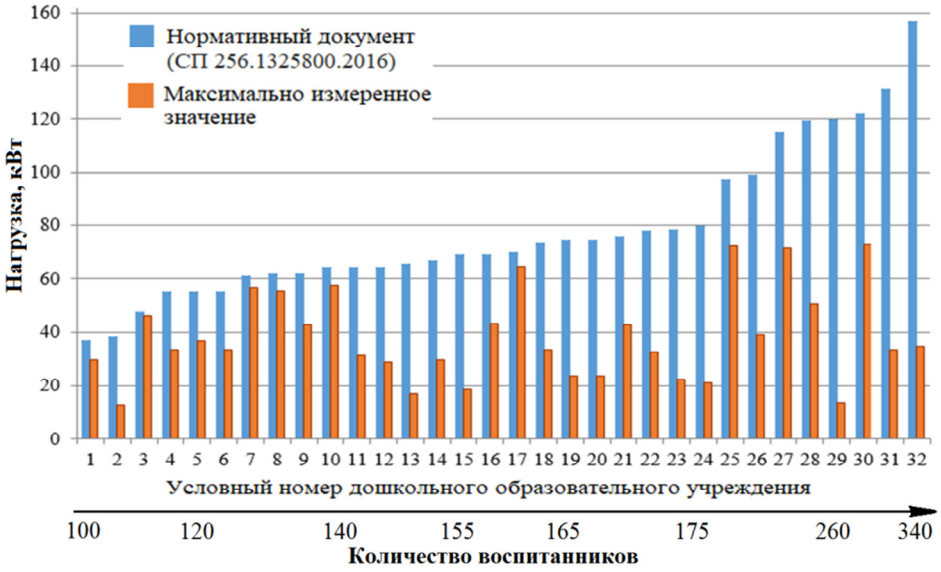


Рис. 8. Сравнение значений удельной электрической нагрузки ДОУ:
(■) – рассчитанной по СП 256.1325800.2016; (■) – максимально измененное значение

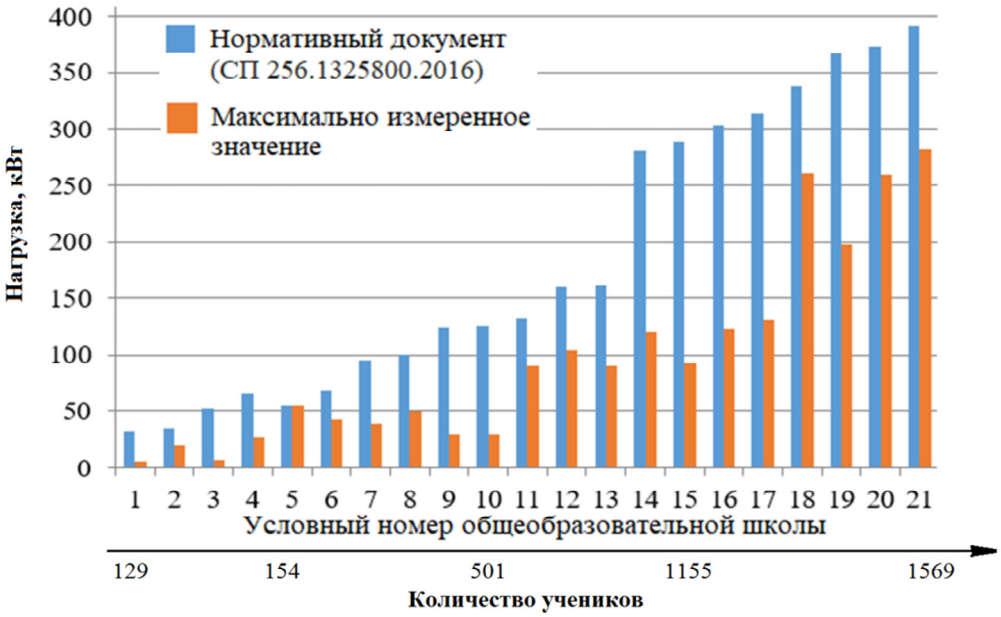


Рис. 9. Сравнение значений удельной электрической нагрузки СОШ:
( ) – рассчитанной по СП 256.1325800.2016; ( ) – максимально измененное значение

Пользуясь тем, что изменение № 3 к [6] вступило в силу с 26 октября 2019 г., подготовлен проект изменений в постановление [14] для расчета заявленной мощности ДОУ и СОШ, основанных на фактических замерах. Утверждение изменений в постановлении [14] с последующим внедрением позволит дополнительно снизить затраты при капитальном строительстве и эксплуатации электрических сетей.

Результаты НИР обсуждены и получили положительную оценку и поддержку от научного сообщества, экспертов и специалистов на:

– Заседании Правительства Республики Татарстан «О ходе реализации государственной программы «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в Республике Татарстан на 2014–2020 годы» по итогам 2017 года и задачах на 2018 год» 13.03.2018 г.;

– Совместном совещании Национального объединения строителей, Российского Союза строителей и Комитета ТПП РФ по предпринимательству в сфере строительства проходившего 21 июня 2019 года в Министерстве строительства, архитектуры, ЖКХ Республики Татарстан;

– Совещании научно-экспертного совета по мониторингу реализации законодательства в области энергетики, энергосбережения и повышения энергетической эффективности при рабочей группе Совета Федерации Федерального собрания Российской Федерации в 2019 г.;

– II Всероссийском совещании центров энергосбережения, проходившем в рамках деловой программы VII Российского международного энергетического форума, КВЦ «ЭкспоФорум» г. Санкт-Петербург, в 2019 г.;

– Международной научной Электроэнергетической конференции (ISEPC-2019), проходившей на базе ФГАОУ ВО «Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого» в 2019 г.;

– Круглом столе «Обеспечение качества строительства объектов энергетики и инженерной инфраструктуры в Санкт-Петербурге», проведённого в рамках подготовки городской XVII практической конференции «Проблемы качества законодательства, градостроительства, инженерных изысканий, проектирования, строительства, промышленности строительных материалов, экспертизы и эксплуатации объектов недвижимости» в 2019 г.;

– Комитете Государственного Совета РТ по жилищной политике и инфраструктурному развитию в 2020 г.

В конкурсе на лучшие достижения в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, проходившем в рамках Татарстанского международного форума по энергоресурсоэффективности и экологии в 2020 г., работа получила Гран-при.

Экономический эффект от внедрения постановления Кабинета Министров Республики Татарстан № 805 от 09.09.2019г. [15] для застройщика составит порядка 30 млн руб. при вводе 95 тыс. кв.м [1–4]. В Республике Татарстан в 2019 г. ввод жилья составил 2,675 млн кв.м, из которых 1,569 млн кв.м приходятся на МКД. Таким образом, ожидаемый экономический эффект для застройщиков составил порядка 495 млн руб. в год. При расчёте не было учтено высвобождение территории за счет уменьшения количества ТП и их охранной зоны.

Для ОАО «Сетевая компания» актуализация удельных расчетных электрических нагрузок объектов жилья, социального, культурного и бытового назначения приведет к снижению потерь электроэнергии за счет решения вопроса с «запертой мощностью», которые составят порядка 273 млн кВт·ч, это 17% от общего числа потерь электроэнергии за 2018 г. [5]. Ориентировочный экономический эффект составит порядка 649 млн руб. в год.

Выводы

1. Электрические нагрузки жилых малоэтажных поселков и городских многоквартирных домов отличаются в 2–3 раза от их расчетных значений, задаваемых нормативными документами. Для детских и школьных образовательных учреждений проектные расчетные нагрузки также дают завышенные в 1,5–2 раза значения максимальной мощности.

2. Для Республики Татарстан экономия в 1,15 млрд руб. в год связана с уменьшением стоимости технологического присоединения, уменьшением мощности, количества и потерь в трансформаторных подстанциях. Экономический эффект от своевременной актуализации удельных расчетных нагрузок в целом для Российской Федерации составит не менее 100 млрд руб. в год.

3. Актуализация расчетных электрических нагрузок даст возможность решить вопрос, связанный с повышением загрузки трансформаторных подстанций, а, следовательно, тренд на сокращение «запертой» мощности начнёт ощущаться в течение 3–5 лет.

4. Должен осуществляться мониторинг удельных электрических нагрузок по регионам (группам регионов) и по климатическим зонам. Разница электрической нагрузки многоквартирных домов между городами Казань и Магнитогорск составила порядка 40%.

5. Повышение энергоэффективности электроприемников, а также уменьшение электропотребления за счет высокой стоимости электроэнергии, говорят о необходимости мониторинга с соответствующей актуализацией в нормативных документах, которые должны пересматриваться как минимум каждые 5 лет. Этот период позволит своевременно реагировать на разницу между расчетной и фактической электрической нагрузкой потребителей.

6. Для осуществления мониторинга электрической нагрузки создаются все условия, в том числе возможность дистанционного снятия показаний с электрического счетчика.

Литература

1. Солуянов, Ю.И. Актуализация электрических нагрузок многоквартирных жилых домов / Ю.И. Солуянов, А.И. Федотов, Д.Ю. Солуянов и др. // Вестник Чувашского университета. – 2020. – №1 С.180–189

2. Y.I. Soluyanov, A.I. Fedotov, A.R. Ahmetshin 2019 Calculation of electrical loads of residential and public buildings based on actual data IOP Conference Series: Materials Science and Engineering Volume 643 article number 012051 DOI 10.1088/1757-899X/643/1/012051

3. Y.I. Soluyanov, A.I. Fedotov, D.Y. Soluyanov and A.R. Akhmetshin Experimental research of electrical loads in residential and public buildings // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, The International Conference on Advances in Energy Industry and Power Generation (AdvEnGen-2020) 12-14 February 2020, Almetyevsk, Republic of Tatarstan, Russia Federation, vol. 860, article number 012026, 2020, DOI:10.1088/1757-899X/860/1/012026

4. Y.I. Soluyanov, A.I. Fedotov, K. Bakhteev Electrical Loads of Human Settlement and the Choice of Power Facilities for Their Power Supply // 2020 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM) Sochi, Russia, Russia DOI: 10.1109/ICIEAM48468.2020.9111894

5. Годовой отчет «ОАО Сетевая компания» за 2018 год.

6. СП 256.1325800.2016 «Электроустановки жилых и общественных зданий. Правила проектирования и монтажа».

7. Отчет о функционировании Единой энергетической системы Российской Федерации в 2019 году с. 36.

8. Н.В. Антонов, Производство и потребление электроэнергии в Российской Федерации в 2017 году // АО «Агентство экономической информации «ПРАЙМ» электронный ресурс:
https://1prime.ru/sience/20181115/829538943.html (дата обращения 25.04.20 г.).

9. Антонов, Н.В. Нормирование и реальное потребление электроэнергии домашними хозяйствами (социальный и региональный аспекты) / Н.В. Антонов // АО «Агентство экономической информации «ПРАЙМ» электронный ресурс: https://1prime.ru/sience/20181205/829580690.html (дата обращения 25.04.20 г.)

10. Антонов, Н.В. Проблемы в оценке региональной дифференциации потребления электроэнергии в бытовом секторе России / Н.В. Антонов, М.Ю. Евдокимов, Е.А. Чичеров // Вестник Московского государственного областного университета. Серия: Естественные науки. 2019. № 4. С. 53–71.

11. Приказа Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации от 17.11.2017 г. № 1550/пр «Об утверждении Требований энергетической эффективности зданий, строений, сооружений»

12. Приказ Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации от 06.06.2016 N 399/пр «Об утверждении правил определения класса энергетической эффективности многоквартирных домов»

13. Opoleva G.N. 2017 Power supply of industrial enterprises and cities. Moscow Publishing House FORUM INFRA-M 2017 pp. 416.

14. Постановление Кабинета Министров Республики Татарстан от 27.12.2013 № 1071 «Об утверждении республиканских нормативов градостроительного проектирования Республики Татарстан».

15. Постановление Кабинета Министров Республики Татарстан № 805 от 09.09.2019г. «О внесении изменений в постановление Кабинета Министров Республики Татарстан от 27.12.2013 № 1071 «Об утверждении республиканских нормативов градостроительного проектирования Республики Татарстан».

НОВЫЕ МЕТОДЫ И СРЕДСТВА УПРАВЛЕНИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫМИ СЕТЯМИ

Тульский В.Н.,
к.т.н., доц., дир. института электроэнергетики НИУ «МЭИ»

Панфилов Д.И.,
д.т.н., проф., проф. каф. промышленной электроники НИУ «МЭИ»

Асташев М.Г.,
к.т.н., доц., зав. каф. промышленной электроники НИУ «МЭИ»

Ванин А.С.,
к.т.н., доц. каф. электроэнергетических систем НИУ «МЭИ»

Королев В.М.,
асп. каф. электроэнергетических систем НИУ «МЭИ»

Введение

В настоящее время, активно ведутся работы по модернизации распределительных электрических сетей и преобразованию их в цифровые распределительные сети. Модернизация распределительных электрических сетей (РЭС) и внедрение новых методов и средств управления ими – важнейшие задачи в условиях цифровизации. Данным вопросом активно занимаются практически все электроснабжающие организации. Однако потенциал создания единой системы мониторинга и управления РЭС реализован сейчас не в полной мере, кроме того существует ряд проблем, не решенных до сих пор.

Для распределительных электрических сетей существуют характерные факторы, оказывающие негативное воздействие на эффективность их функционирования.

- Высокий коэффициент реактивной мощности (tg φ).

Практически все потребители электроэнергии представляют собой активно-индуктивную нагрузку. Это означает, что помимо активной мощности, они также потребляют реактивную мощность. Для ряда потребителей с электродвигательной и преобразовательной нагрузкой характерно достаточно высокое потребление реактивной мощности [1]. В свою очередь рост

потребления реактивной мощности приводит к снижению пропускной способности электросетевых элементов по активной мощности и увеличению потерь электроэнергии [1].

Допустимые уровни $\operatorname{tg}\varphi$ для электрических сетей различного класса напряжения установлены в приказе Министерства энергетики РФ № 380 [2]. В настоящее время ответственность за несоблюдение этих требований отсутствует.

- Большая протяженность фидеров.

Потери электроэнергии и падение напряжения в сети пропорциональны эквивалентному сопротивлению сети. Сопротивление сети зависит от протяженности фидеров. Для протяженных электрических сетей характерны высокий уровень потерь электроэнергии и широкий размах изменения уровня напряжения у потребителей. Как правило, областные РЭС содержат значительное количество протяженных фидеров [3].

- Большая загруженность фидеров.

Больше половины РЭС находятся в эксплуатации уже более 35 лет [4]. Значительная часть электрических сетей проектировалась для районов с низкой плотностью нагрузки. За последние несколько десятилетий структура нагрузки значительно изменилась и произошел существенный рост потребления электроэнергии. Это происходило за счет активного строительства производственных предприятий, складских и торговых центров, которые присоединялись к областным РЭС. В результате загруженность значительной части электрических сетей близка к максимальному значению.

Таким образом, перечисленные негативные факторы приводят, в первую очередь, к высоким потерям электроэнергии [5] и несоответствию нормативным требованиям ГОСТ 32144-2013 [6] по медленному изменению напряжения [7].

Для распределительных сетей, как правило, применяются следующие подходы к нормализации режима работы и управления:

1) изменение режима управления существующими устройствами, интегрированными в структуру РЭС;

2) установка дополнительных устройств в действующие РЭС.

Рассмотрим первый вариант подхода к нормализации режима работы и управления действующими РЭС

Все центры питания (ЦП) РЭС имеют устройства регулирования напряжения под нагрузкой (РПН) на своих трансформаторах (ТР). Суточное регулирование напряжения в распределительных сетях 6–20 кВ для

обеспечения требуемого уровня по ГОСТ 32144-2013 проводится в основном связкой автоматического регулятора напряжения (АРН) и РПН силовых трансформаторов ЦП. Устройство АРН «принимает решение» об изменении номера рабочего ответвления РПН по результатам контроля напряжения на шинах 6–20 кВ ЦП и тока нагрузки отходящего присоединения или суммарного тока трансформатора ЦП. [8]. Пример реализации данного способа управления РПН представлен на рис. 1.

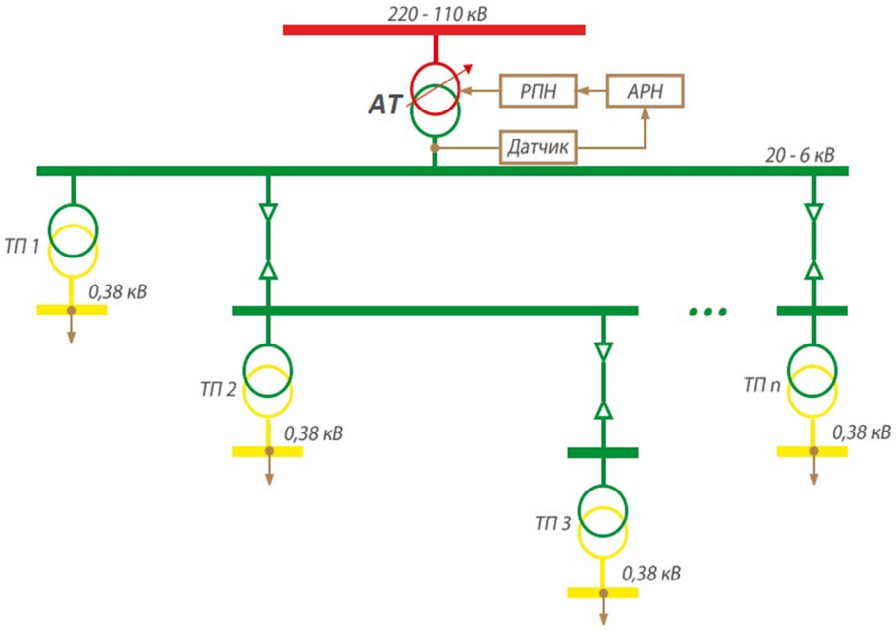


Рис. 1. Возможная схема реализации управления РПН с помощью АРН

Рассмотренный способ регулирования напряжения не учитывает неоднородность нагрузки и изменение напряжений в сети 6–20 кВ, а учитывает их значения в одной единственной точке, в которой для контроля регулируемых параметров режима установлены трансформаторы тока и напряжения. Как правило, это шины ЦП [8].

Однако в настоящий момент разработана *«Система активно- адаптивного регулирования напряжения в распределительных электрических сетях 110–220/6–20 кВ»*. Пример реализации системы представлен на рис. 2.

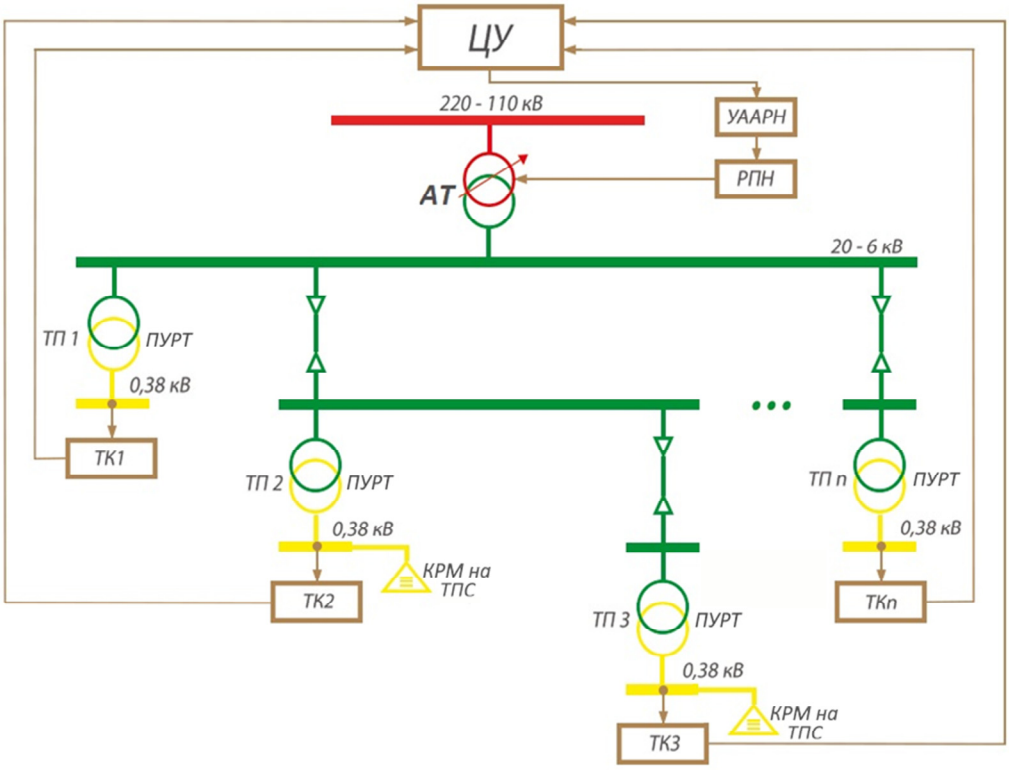


Рис. 2. Возможная схема реализации системы активно-адаптивного регулирования напряжения в РЭС

Данная система регулирования напряжения обеспечивает допустимые уровни напряжения на существенно большем числе ТП, чем связка АРН и РПН. Такой эффект достигается за счет наличия большого числа точек мониторинга тока и напряжения в РЭС.

Кроме того, система активно-адаптивного регулирования напряжения учитывает фактический остаточный ресурс РПН силового трансформатора и обеспечивает рациональность его использование в течение всего срока эксплуатации [8].

В 2018 году был утвержден Федеральный закон № 522-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с развитием систем учета электрической энергии (мощности) в Российской Федерации» [9]. Ряд изменений коснулись Федерального закона № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» [10].

Наиболее актуальные изменения с точки зрения управления РЭС.

1. Введен термин – интеллектуальная система учета электрической энергии (мощности).

2. Коммерческий учет электрической энергии (мощности) обеспечивают гарантирующие поставщики и сетевые организации. (*вступает в силу с 01.07.2020).*

3. Гарантирующие поставщики и сетевые организации в ходе обеспечения коммерческого учета электрической энергии (мощности) обязаны осуществлять приобретение, установку, замену, допуск в эксплуатацию приборов учета электрической энергии. *(вступает в силу с 01.07.2020).*

4. Многоквартирные дома, вводимые в эксплуатацию, должны быть оснащены индивидуальными, общими (для коммунальной квартиры) и коллективными (общедомовыми) приборами учета электрической энергии, которые обеспечивают возможность их присоединения к интеллектуальным системам учета электрической энергии (мощности). (*вступает в силу с 01.01.2021).*

5. Субъекты электроэнергетики, потребители электрической энергии (мощности) и иные владельцы приборов учета электрической энергии обязаны осуществлять информационный обмен данными, получаемыми в ходе обеспечения коммерческого учета электрической энергии (мощности). (*вступает в силу с 01.07.2020).*

6. С 1 января 2023 года в случае непредоставления или ненадлежащего предоставления гарантирующим поставщиком и сетевой организацией доступа к минимальному набору функций интеллектуальных систем учета электрической энергии (мощности) субъект электроэнергетики или потребитель электрической энергии (мощности) вправе потребовать уплаты штрафа.

С одной стороны, введенные в Федеральный закон № 35-ФЗ [10] поправки приведут к большой финансовой нагрузке для электроснабжающих организации (ЭСО).

С другой стороны, данные меры обеспечат наличие большого количества точек мониторинга показателей РЭС, необходимых для функционирования системы активно-адаптивного регулирования напряжения.

Учитывая обязательность выполнения требований Федерального закона № 522-ФЗ всеми ЭСО, внедрение системы активно-адаптивного регулирования напряжения в распределительных электрических сетях становится наиболее актуальным вариантом решения вопросов нормализации режима работы и управления РЭС.

Вторым вариантом нормализации режима работы и управления действующими РЭС является установка дополнительных устройств.

Медленное изменение напряжения (отрицательные и положительные отклонения напряжения) в точках поставки электрической энергии (ЭЭ) является одним из показателей качества ЭЭ и нормируется ГОСТ 32144-2013. Несоблюдение нормируемых уровней напряжения приводит к конфликту интересов электросетевой компании и потребителей. Однако в ряде случаев (рис. 3) соответствовать требованиям ГОСТ [6] без установки дополнительных средств управления РЭС невозможно.

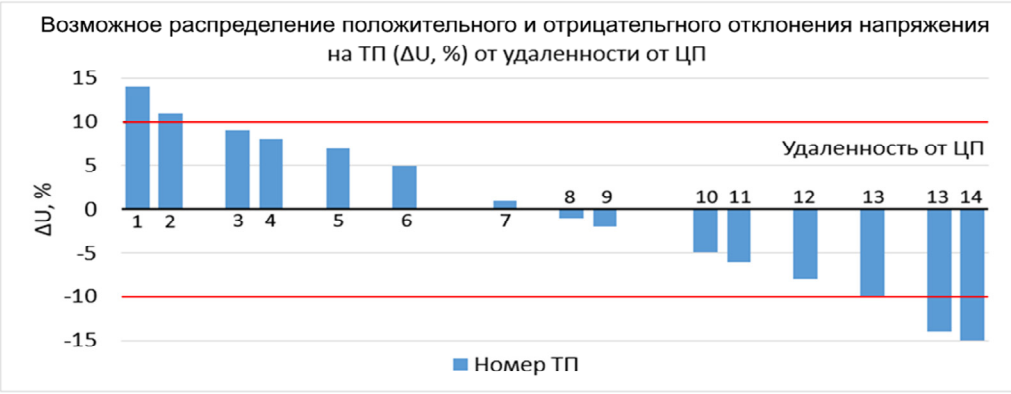


Рис. 3. Возможное распределение положительного и отрицательного отклонения напряжения на ТП от удаленности от ЦП

Рассмотрим две наиболее актуальные инновационные разработки, позволяющие управлять режимами работы действующих РЭС:

1) современные быстродействующие средства компенсации реактивной мощности (СКРМ);

2) полупроводниковое устройство регулирования выходного напряжения трансформатора (ПУРНТ).

Современные быстродействующие средства компенсации реактивной мощности (СКРМ) с предельно-высоким качеством регулируемой энергии.

Управление потоками реактивной мощности позволяет снизить загрузку электросетевого оборудования и, как следствие, отсрочить или полностью исключить затраты на замену существующего оборудования и строительство новых объектов, а также приводит к высвобождению дополнительной мощности для технологического присоединения. Также можно отметить, что снижение загрузки электросетевого оборудования

уменьшает количество оперативных и автоматических отключений, связанных с перегрузкой, и приводит к снижению частоты и перерывов электроснабжения потребителей. В то же время регулирование напряжения и компенсация реактивной мощности в непосредственной близости к потребителю приводит к снижению потерь электрической энергии, а также к обеспечению нормированных уровней напряжения в электрической сети [11]. Возможный эффект снижения загрузки трансформатора при включении СКРМ представлен на рис. 4.

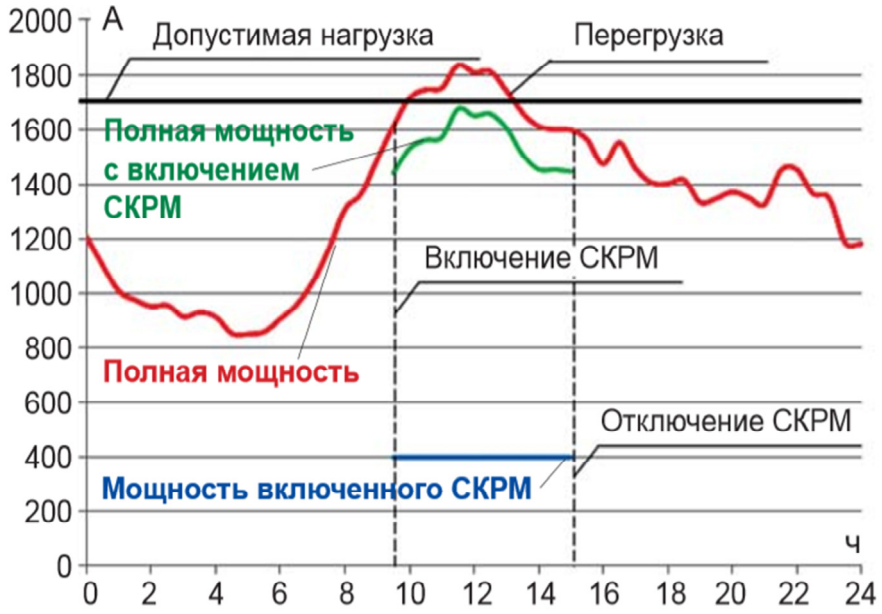


Рис. 4. Возможный эффект снижения загрузки трансформатора при включении/отключении СКРМ [11]

В настоящее время одной из передовых разработок в сфере компенсирующих устройств является компенсаторы реактивной мощности на основе тиристорно-переключаемых схем [12,13].

К наиболее важным характеристикам подобных СКРМ можно отнести:

1) большое количество дискретных уровней регулируемой реактивной мощности – 25;

2) гармонический состав реактивного тока – полное отсутствие высших гармоник во всем диапазоне регулирования реактивной мощности;

3) управление – цифровое (автономное или дистанционное);

4) отечественная элементная база.

Таким образом применение современных СКРМ позволяет решать не только проблемы связанные с потерями электроэнергии и падением напряжения, но и обеспечивать требуемый уровень качества электроэнергии во всех точках РЭС.

Полупроводниковое устройство регулирования выходного напряжения трансформатора.

Рассмотрим существующий механизм регулирования напряжения в РЭС:

1. На центрах питания регулирование производится с помощью устройств РПН.

Особенности метода:

- диапазон регулирования +/–16%;
- малое быстродействие (3–4 сек.);
- ограниченный ресурс переключения;
- одновременное воздействие на значительную группу ТП с разнородной нагрузкой.

2. *На трансформаторных подстанциях регулирование производится с помощью устройств ПБВ (переключение без возбуждения)*

Особенности метода:

- диапазон регулирования +/–5%;
- переключение при отключении трансформатора;
- отсутствие возможности автоматического управления напряжением;
- сезонный характер регулирования.

Наиболее актуальные проблемы, существующие у применяемого механизма регулирования напряжения в РЭС.

1. Существующие принципы управления не позволяют оперативно регулировать напряжение электрической сети и обеспечивать требуемые показатели качества электроэнергии в части медленного изменения напряжения во всех точках присоединения нагрузок потребителей.

2. Отсутствие возможности дистанционного регулирования напряжения трансформаторов с ПБВ затрудняет их полноценную интеграцию в структуру активно-адаптивных сетей с целью комплексной реализации концепции цифровой трансформации электроэнергетики.

Внедрение технических решений по созданию полупроводниковых регуляторов напряжения на ТП 10/0,4 кВ, позволяет обеспечить снижение потерь, повышение качества электроэнергии и увеличить пропускную способность РЭС.

Одной из инновационных разработок, не представленной на сегодняшний день в распределительных электрических сетях как отечественных, так и зарубежных электросетевых компаний, является полупроводниковое устройство регулирования выходного напряжения трансформатора (ПУРНТ) для трансформаторных подстанций класса 6–10/0,4 кВ [14,15] цифровых распределительных сетей (рис. 5).

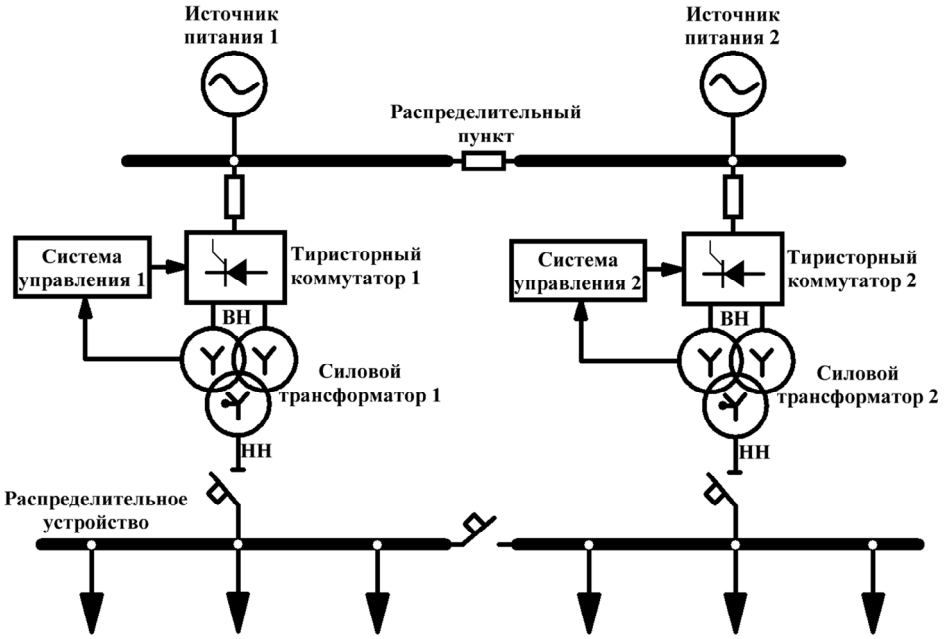


Рис. 5. Упрощенная схема двухтрансформаторной цифровой подстанции с ПУРНТ

Основные элементы ПУРНТ

1. Силовой трансформатор заводского типа с наличием отпаек (наличие ПБВ).

2. Тиристорный коммутатор на основе двунаправленных тиристорных ключей.

3. Цифровая система управления, содержащая в себе надежные алгоритмы переключения отпаек силового трансформатора под нагрузкой, системы мониторинга и диагностики тиристорного коммутатора и параметров сети.

Функции устройства:

1) регулирование напряжения под нагрузкой на стороне НН;

2) бездуговое переключение отводов регулировочной обмотки трансформатора;

3) симметрирование фазных напряжений на основе пофазного регулирования;

4) стабилизация и регулирование напряжений на стороне НН;

5) дистанционное управление.

Внедрение ПУРНТ на ТП действующих РЭС позволит не только решить существующие задачи, но и сэкономить финансовые ресурсы электроснабжающих организаций.

Данный эффект будет достигаться за счет возможности исключить выезды оперативных бригад на переключение ПБВ трансформаторов, особенно на удаленных ТП (экономия на зарплате персонала, расходах на транспорт).

Выводы

Новые методы и средства управления распределительными электрическими сетями, такие как:

– система активно-адаптивного регулирования напряжения,

– современные быстродействующие средства компенсации реактивной мощности,

– полупроводниковое устройство регулирования выходного напряжения трансформатора,

позволяют создать единую систему мониторинга и управления РЭС (рис. 6).

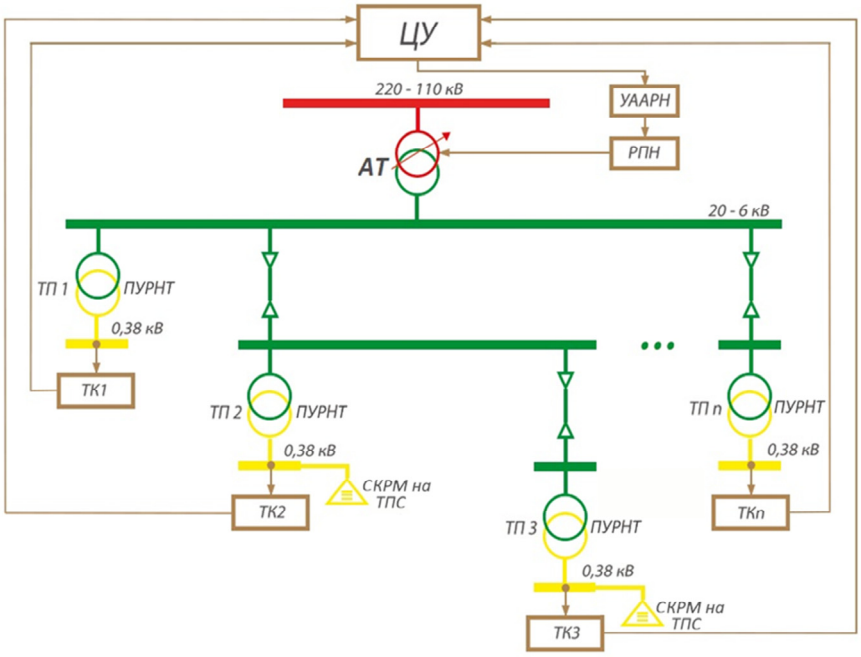


Рис. 6. Единая система мониторинга и управления РЭС

Представленная на рисунке 6 система мониторинга и управления РЭС будет иметь следующие основные преимущества:

- контроль и регулирование уровня напряжения в точках присоединения потребителей;
- многокритериальная оптимизация при регулировании:
- снижение потерь электроэнергии;
- соответствие качества ЭЭ установленным нормам;
- повышение надежности системы;
- возможность соответствовать «особым» требованиям потребителей по напряжению;
- управление потреблением через статические характеристики нагрузки.

Литература

1. Шведов, Г.В. Электроснабжение городов: электропотребление, расчетные нагрузки, распределительные сети: учеб. пособие / Г.В. Шведов. – М.: Издательский дом МЭИ, 2012. – 268 с.
2. Приказ Министерства энергетики РФ от 23 июня 2015 г. № 380 «Порядок расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии».
3. Андрианова, Л.П. Проблемы обеспечения качества электроэнергии и пути снижения потерь в сельских распределительных электрических сетях 0,4 кВ / Л.П. Андрианова, Р.И. Валеев // Инновационная наука, 2018. –№ 3. – С. 22–24.
4. Скажутин, В.В. Проблемы внедрения иновационых проводов в распределительных электрических сетях / В.В. Скажутин // Научные революции: сущность и роль в развитии науки и техники. Сборник статей по итогам Международной научно-практической конференции, 2019. – С.45–47.
5. Копейкина, Т.В. Вопросы построения и реконструкции распределительных сетей / Т.В. Копейкина // Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований, 2016. – № 12–4. – С. 592–595.
6. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.

7. Тульский, В.Н. Оценка качества электроэнергии в распределительных электрических сетях / В.Н. Тульский, Т.В. Радилов, В.М. Королеви др. // Электроэнергия. Передача и распределение, 2019. – № 6 (57). – С. 118–123.

8. Насыров, Р.Р. Система активно-адаптивного регулирования напряжения в распределительных электрических сетях 110–220/6–20 кВ / Р.Р. Насыров, В.Н. Тульский, И.И. Карташев // ЭЛЕКТРИЧЕСТВО, 2014. –№ 12. – С. 13–18.

9. Федеральный закон от 27.12.2018 № 522-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с развитием систем учета электрической энергии (мощности) в Российской Федерации».

10. Федеральный закон от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике».

11. Догадкин, Д. Система управления уровнями напряжения и потоками реактивной мощности как элемент Smart Grid. ПАО «МОЭСК» / Д. Догадкин, А. Смирнов, Д. Скупов и др. // Электроэнергия. Передача и распределение, 2015. – № 4 (31). – С. 36–37.

12. Панфилов Д.И., Асташев М.Г., Рожков А.Н., Духнич Е.М. Патент на изобретение № 2677862 от 22.01.2019 г. «Способ управления тиристорно-переключаемой конденсаторной группой и устройство для его реализации» // Патентообладатель: АО «ЭНИН».

13. Панфилов Д.И., Асташев М.Г. Патент № 2675620 от 21.12.2018 г. «Способ управления мощностью статического компенсатора реактивной мощности, работающего в сети синусоидального переменного напряжения».

14. Панфилов Д.И., Асташев М.Г., Горчаков А.В. Патент № 2711587 от 17.01.2020 г. «Способ управления напряжением трансформатора под нагрузкой и устройство для его реализации».

15. Панфилов Д.И., Асташев М.Г., Горчаков А.В. Патент № 2711589 от 17.01.2020 г. «Способ управления напряжением трансформатора под нагрузкой и устройство для его реализации».

КОНЦЕПЦИЯ ИННОВАЦИОННОЙ РАЗРАБОТКИ СМЕТНЫХ НОРМАТИВОВ ПО РЕМОНТУ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ В РОССИИ

Фадеева Г.В.,
д.э.н., Заслуженный экономист России, Почетный строитель России,
генеральный директор ЗАО «Сибирский центр ценообразования
в строительстве, промышленности и энергетике»

Проблема управления затратами в современных условиях актуальна для большинства Российских компаний. Экономический кризис потребовал радикальных изменений в развитии энергетической отрасли. Перед энергетическими компаниями встал вопрос оптимизации затрат на осуществление производственной деятельности, основную часть которой составляет выполнение программ по ремонту и техническому обслуживанию электрооборудования, участвующего в передаче и распределении электроэнергии. Определяющим фактором рационального использования средств, выделяемых на ремонт и техническое обслуживание оборудования, является достоверное определение стоимости ремонта.

Если в докризисный период высокие цены на энергоресурсы, постоянный приток финансов, поддерживали уровень спроса, давая возможность развитию промышленного комплекса, то в настоящее время финансовые возможности промышленных предприятий-заказчиков резко сократились, что потребовало перехода на режим строгой экономии, применения научно-обоснованной стратегии по контролю себестоимости всех этапов ремонтных работ, детальной комплексной проработки внедрения сметно-нормативных программ.

Эффективность и надежность функционирования оборудования энергетических систем зависит от его технического состояния. Современное энергетическое оборудование имеет достаточно высокие расчетные показатели надежности. Однако в процессе эксплуатации под воздействием различных факторов, условий и режимов работы исходное состояние оборудования непрерывно ухудшается, снижается эксплуатационная надежность и увеличивается опасность возникновения отказов. Анализ динамики изменения физического и морального старения электрооборудования энергетических компаний показывает, что в электроэнергетике России быстрыми темпами увеличивается количество оборудования, отработавшего свой технический ресурс. Поэтому устойчивое и бесперебойное электроснабжение потребителей будет определяться надежностью действующего в настоящее время электрооборудования.

Надежность электрооборудования зависит не только от качества изготовления, но и от научно-обоснованной эксплуатации, правильного технического обслуживания и своевременного ремонта.

Сложная, многообразная, увязанная в единой технологии энергетическая техника – по существу крупные высокотехнологичные инженерные комплексы – требуют весьма высокого профессионализма инженерных и ремонтных кадров, а также должной организации производственного процесса, учитывающей координацию взаимодействия иногда десятков подрядных организаций.

Проводимые в России реформы изменили структуру сметного нормирования. В течение последних 5 лет произошло глубокое изменение в нормативах, утвержденных Минстроем России. Планируется поэтапный переход на ресурсный метод определения сметной стоимости.

Однако по ремонту энергетического оборудования отсутствует полный методологический потенциал новой системы сметных цен.

Для разработки нормативов необходимо сформировать структуру и перечень оборудования для выявления однотипности и объединения по техническим характеристикам.

Наличие достоверных данных о фактическом состоянии оборудования дает возможность разрабатывать ведомости дефектов и назначать конкретные ремонтные работы, которые необходимо выполнить именно для устранения этих дефектов на действительно неисправных узлах и агрегатах, а не проводить ремонтные работы в полном объеме. Это в свою очередь позволяет снизить затраты на техническое обслуживание и ремонт энергетического оборудования, а также оптимизировать численность и квалификацию ремонтного персонала.

Энергетика одна из важнейших отраслей промышленности и решение проблемы управления техническим обслуживанием и ремонтом **(ТОиР)** сверхсложными энергетическими комплексами является одной из основных задач. А ведь без подобных работ не обходится, пожалуй, ни один промышленный объект. Проведение ремонтов и модернизации энергетического оборудования позволяет быстрее достичь экономического эффекта, чем при создании новых объектов, которое требует значительных, порой несопоставимых инвестиций.

В целях обеспечения объективного планирования необходимо четко сформулировать требования по набору работ и плану выполнения, например, представленному в табл. 1

Таблица 1

Текущий ремонт элегазового выключателя ВГБЭ-35

Шифр норматива по ВЕПР	**Наименование работ, содержание работ**	**Трудозатраты**	
		чел.-ч.	**маш.-ч.**
ВЕПР_ВЭГ-ЭВ35ГБТРВО	**Внешний осмотр.** Осмотр общего состояния выключателя. Снятие показания счетчика механических операций. Контроль внешнего состояния ЭВ, выявление видимых неисправностей, определение объема работ, проверка заземления	0,5	–
ВЕПР_ВЭГ-ЭВ35ГБТРПГ	**Проверка герметичности.** Проверка герметичности в местах уплотнения стыковых соединений выключателя, проверка отсутствия утечек элегаза, контроль технического состояния резиновых уплотнений. Устранение неисправностей	1,4	–
ВЕПР_ВЭГ-ЭВ35ГБТРРП	**Ремонт привода.** Вскрытие шкафа привода. Очистка, отмывка смазки с трущихся поверхностей роликов и собачек. Дефектация подвижных деталей выключателя. Осмотр, ревизия электродвигателя. Протяжка контактов цепей управления и силовых цепей привода. Смазка деталей и трущихся поверхностей	1,12	–
ВЕПР_ВЭГ-ЭВ35ГБТРПН	**Проверка нагревателей.** Проверка исправности нагревателя обогрева шкафа	0,4	–
ИТОГО:	**(16 видов работ)**	11,92	–

Набор работ – это определение того, что необходимо заказчику, а план выполнения – определение того, каким образом будет достигнут желаемый результат. Эти два вида информации должны быть основой для всего процесса планирования.

Расчет затрат на ремонтные работы необходимо производить с учетом разработанной научно-обоснованной логистики, направленной на снижение затрат.

Для достижения целей управления ремонтами, необходимо профессионально вести документооборот – техническую документацию, в которой содержатся спецификации и перечень оборудования с указанием срока его ввода.

В процессе эксплуатации энергетического оборудования регулярно требуется замена ряда узлов и деталей, работающих в условиях высоких температур и давления, и зачастую в неблагоприятных климатических условия. При этом некоторые важнейшие узлы и детали закупаются за рубежом, что приводит к значительному затруднению в определении капитальных затрат на ремонт. В связи с этим необходимо применение рациональной и единой для всех ремонтно-сервисных предприятий сметно-нормативной базы, учитывающей все необходимые требования в области учета затрат по ремонту электрогенерирующего оборудования и оборудования электрических сетей, направленные на снижение уровня рисков по непрофильным издержкам.

В настоящее время для определения стоимости ремонта технологического и энергетического оборудования в основном применяются нормативы из разных сборников и справочников, где содержащаяся в них информация зачастую устаревшая, что существенно затрудняет работу.

Так как нормативы являются укрупненными – это не дает возможность проводить корректировку видов работ в процессе ремонта, также не позволяет определять оптимальную стоимость при выполнении отдельных видов работ и осуществлять пооперационный контроль за ходом ремонта.

Следует понимать, насколько важно сделать правильный выбор нормативов и стандартов, на основе которых будет определяться конечная сумма капиталовложений на ремонт и техническое обслуживание, например, электрических сетей.

Оборудование распределительных электрических сетей можно разделить на следующие основные группы.

1. Трансформаторы (силовые и измерительные).

2. Оборудование трансформаторных подстанций и распределительных устройств (коммутационная аппаратура, устройства релейной защиты и автоматики).

3. Линии электропередачи (воздушные и кабельные) на напряжение 0,4–220 кВ.

В настоящее время на предприятиях энергетического комплекса широкое применение находят новейшие методики и средства для диагностики текущего технического состояния оборудования, что позволяет внедрить новую технологию управления техническим состоянием оборудования, принципиально отличающуюся от системы ППР.

Основным принципом новой технологии управления техническим состоянием оборудования является стратегия технического обслуживания и

ремонта, основанная на индивидуальном наблюдении за реальными изменениями фактического технического состояния электрооборудования в процессе эксплуатации. Это позволяет реально оценивать состояние оборудования и всех его составных частей, что в свою очередь позволяет планировать ремонт не по графику, а по необходимости, и в объеме, необходимом и достаточном для устранения конкретной неисправности.

Главной функцией нормативов, разработанных ресурсным методом, является определение нормативного количества ресурсов, минимально необходимых и достаточных для выполнения соответствующего вида работ по техническому обслуживанию и ремонту, как основы для последующего перехода к стоимостным показателям. Нормативы позволяют определить реальную стоимость технического обслуживания и ремонта при фактическом выполнении отдельных операций, за определенный промежуток времени, а также произвести корректировку видов работ в процессе ремонта.

Так как ремонт и техническое обслуживание высокотехнологичного электрооборудования, (трансформаторов, коммутационных аппаратов высокого напряжения, устройств релейной защиты и автоматики электрических сетей) представляет собой целый технологический комплекс, состоящий из отдельных операций, крайне важно достоверно выделить ресурсы по каждой операции.

В качестве примера можно привести разработку комплексных укрупненных расценок на устройства релейной защиты (шкафы РЗА) (табл. 2), современные средства связи, в том числе микропроцессорные устройства.

Расценки предназначаются выполнения объемов работ на ремонт и техническое обслуживание устройств в составе:

– проверка при новом включении (наладка);
– первый профилактический контроль;
– профилактический контроль;
– профилактическое восстановление (ремонт);
– техническое обслуживание для продления срока службы;
– технический контроль;
– тестовый контроль;
– опробование.

Таблица 2

Шкаф основных защит АТ 110–220 кВ типа ШЭ2607 042

Шифр норматива	Наименование работ, содержание работ	Трудозатраты	
		чел.-ч.	маш.-ч.
ВУЕР_РЗ-РЗ220101	**Шкаф основных защит АТ 110–220 кВ типа ШЭ2607 042, Новое включение (наладка).** Внешний осмотр. Проверка соответствия проекту смонтированных устройств. Внутренний осмотр, чистка и проверка механической части. Измерение сопротивления и испытание изоляции. Задание конфигурации и параметрирование устройства. Проверка правильности отображения входных величин. Проверка параметров дискретных входов. Проверка ДЗТ. Проверка МТЗ НН. Проверка защиты от перегрузки. Проверка автоматики охлаждения. Проверка блокировки РПН. Проверка контроля изоляции НН. Проверка УРОВ ВН. Проверка УРОВ СН. Проверка выдержек времени терминала. Проверка электрических характеристик вспомогательных устройств и аппаратов шкафа. Комплексная проверка устройства. Проверка действия защиты на коммутационную аппаратуру и взаимодействия устройства с другими устройствами. Проверка устройства рабочим током и напряжением. Поверка соответствия параметрирования и конфигурирования устройства. Проверка функций регистратора и осциллографа. Подготовка к включению	45,42	–
ВУЕР_РЗ-РЗ220102	**ВУЕР_РЗ-РЗ220103** Внешний осмотр. Проверка соответствия проекту смонтированных устройств. Внутренний осмотр, чистка и проверка механической части. Измерение сопротивления и испытание изоляции. Задание конфигурации и параметрирование устройства. Проверка правильности отображения входных величин. Проверка параметров дискретных входов. Проверка ДЗТ. Проверка МТЗ НН. Проверка защиты от перегрузки. Проверка автоматики охлаждения. Проверка блокировки РПН. Проверка контроля изоляции НН. Проверка УРОВ ВН. Проверка УРОВ СН. Проверка выдержек времени терминала. Проверка электрических характеристик вспомогательных устройств и аппаратов шкафа. Комплексная проверка устройства. Проверка действия защиты на коммутационную аппаратуру и взаимодействия устройства с другими устройствами. Проверка устройства рабочим током и напряжением. Поверка соответствия параметрирования и конфигурирования устройства. Проверка функций регистратора и осциллографа. Подготовка к включению	41,30	–

Окончание табл. 2

Шифр норматива	Наименование работ, содержание работ	Трудозатраты	
		чел.-ч.	маш.-ч.
ВУЕР_РЗ-Р3220103	**Шкаф основных защит АТ 110–220 кВ типа ШЭ2607 042, Профилактическое восстановление.** Внешний осмотр. Внутренний осмотр, чистка и проверка механической части. Измерение сопротивления и испытание изоляции. Задание конфигурации и параметрирование устройства. Проверка правильности отображения входных величин. Проверка параметров дискретных входов. Проверка ДЗТ. Проверка МТЗ НН. Проверка защиты от перегрузки. Проверка автоматики охлаждения. Проверка блокировки РПН. Проверка контроля изоляции НН. Проверка УРОВ ВН. Проверка УРОВ СН. Проверка выдержек времени терминала. Проверка электрических характеристик вспомогательных устройств и аппаратов шкафа. Комплексная проверка устройства. Проверка действия защиты на коммутационную аппаратуру и взаимодействия устройства с другими устройствами. Проверка устройства рабочим током и напряжением. Поверка соответствия параметрирования и конфигурирования устройства. Проверка функций регистратора и осциллографа. Подготовка к включению	39,24	–
ВУЕР_РЗ-Р3220104	**Шкаф основных защит АТ 110–220 кВ типа ШЭ2607 042, Профилактический контроль**. Внешний осмотр. Внутренний осмотр, чистка и проверка механической части. Измерение сопротивления и испытание изоляции. Задание конфигурации и параметрирование устройства. Проверка правильности отображения входных величин. Проверка параметров дискретных входов. Комплексная проверка устройства. Проверка действия защиты на коммутационную аппаратуру и взаимодействия устройства с другими устройствами. Проверка устройства рабочим током и напряжением. Поверка соответствия параметрирования и конфигурирования устройства. Проверка функций регистратора и осциллографа. Подготовка к включению	26,48	–

Однако для решения общих задач должны быть разработаны нормативы расхода ресурсов на отдельные операции комплексов работ по ремонту оборудования, содержащие в себе следующие показатели:

– наименование и описание работ;

– затраты труда рабочих-ремонтников;

– средний разряд работы;

– затраты труда машинистов, состав и продолжительность эксплуатации машин и механизмов, приспособлений;

– наименование и нормы расхода материалов, изделий, конструкций, используемых в процессе ремонта;

– наименование и нормы расхода запасных частей;

– наименование и продолжительность эксплуатации контрольно- измерительных приборов, используемых при ремонте (например, выключатели).

На этой основе целесообразно создать принципиально новую сметно-нормативную базу для определения стоимости ремонта и технического обслуживания оборудования с уточнением количества нормативов и человеко-часов, для чего необходимо подключить к работе все предприятиях энергетического комплекса.

На сегодняшний день в предприятиях энергетического комплекса РФ не существует единого отраслевого стандарта расчета расценок на работы по ремонту и техническому обслуживанию энергетического оборудования.

Использование различных сметно-нормативных баз усложняет процесс сметного планирования и расхода средств на ремонты и техническое обслуживание. В большинстве предприятий применяется отраслевая СНБ старых редакций, что приводит к искажению сметной стоимости работ вследствие отсутствия расценок на некоторые работы и виды оборудования, учета транспортных средств и автоспецмеханизмов старых типов с большим расходом топлива и горюче-смазочных материалов, завышенного уровня накладных расходов, некорректного применения индексации стоимости при ее определении в текущих ценах.

В ВУЕР (Ведомственных укрупненных единичных расценках) ВЕПР (Ведомственных единичных пооперационных расценках) отсутствуют расценки на новые виды электротехнического оборудования, современные средства связи, а также микропроцессорные устройства релейной защиты и противоаварийной автоматики. А это оборудование в настоящее время широко применяется в электрических распределительных сетях, также отсутствует информация о современных методах диагностики технического состояния оборудования. Отсутствует также ряд расценок на действующее оборудование старых типов некоторых классов напряжения, кабельные линии и другое оборудование. Отсутствует методика учета региональных особенностей.

В виду отсутствия многих ВУЕР и ВЕПР, отсутствия норм времени, перечней операций, состава бригад, номенклатуры используемых материалов, а также в связи с введением новых требований технического обслуживания подстанционного оборудования, не представляется возможным осуществлять контроль стоимости и качества проводимых работ и расхода всех видов ресурсов. Необходимость разработки расценок для нового оборудования и актуализации разработанных ранее расценок обусловлена задачей унификации содержания процесса планирования объемов производственной программ.

На данный момент для определения стоимости ремонта электрооборудования существует и применяется сметно-нормативная база, состоящая из сборников ВУЕР и ВЕПР, редакции 2016 г.

Сборники ВУЕР содержат укрупненные единичные расценки, сборники ВЕПР содержат единичные пооперационные расценки (ресурсные) на работы по ремонту и техническому обслуживанию оборудования, выполняемые хозяйственным и подрядным способом в условиях рыночной экономики.

Использование новой сметно-нормативной базы дает следующие преимущества.

1. Формирование принципиально новых дефектных ведомостей на ремонт оборудования, которые должны составляться на основании результатов диагностики оборудования. Такие дефектные ведомости будут содержать не абстрактные понятия, например такие, как капитальный или текущий ремонт, а конкретные работы, которые необходимо выполнить по результатам конкретных диагностических исследований оборудования.
2. Составление наиболее точных сметных расчетов по ремонту и техническому обслуживанию оборудования, с учетом средств механизации, материалов и запасных частей.
3. Пооперационного контроль выполнения ремонтных работ.
4. Текущее и перспективное планирование численности ремонтного персонала, необходимого количества материалов и запасных частей, средств механизации.

Внедрение элементных нормативов дает возможность определять стоимость ремонта оборудования ресурсным методом (ВЕПР), планировать ресурсы, в том числе: трудозатраты, материалы, средства малой механизации, требуемое количество запасных частей, как в комплексе, так и по каждой операции, а также повышать эффективность операционной деятельности в части оптимизации расходов на эксплуатацию электросетевых

объектов, создать единую систему нормирования для повышения достоверности формирования и учета затрат при выполнении работ по эксплуатации на объектах электросетевого хозяйства.

Необходима актуализация и дополнение к перечню единичных расценок на ремонт, техническое обслуживание и диагностику технического состояния электрических сетей с учетом существующей ведомственной технической документации, технологии проведения работ, в ом числе по новым видам оборудования и методам проведения работ с целью формирования единой системы нормирования и последующей интеграции в SAP.

Внедрение инноваций в нормативную базу и создание методологии имеют решающее значение в развитии современной электроэнергетики. Подобные инновации все более становятся основополагающими факторами экономического роста.

Нормативы по ТОиР предлагается разработать и выполнить в условиях действующего предприятия без остановки уставной деятельности с соблюдением правил действующего внутреннего распорядка, пропускного режима, внутренних положений и инструкций, в присутствии специалистов Заказчика, ответственных за эксплуатацию оборудования.

В основу разработки нормативов по ТОиР положены методы нормирования.

Аналитически-исследовательский метод, основанный на изучении и анализе конкретного трудового процесса, разделении его на элементы, изучении технологических особенностей оборудования, рациональности организации рабочего места, применяемых методов и условий труда. В основу метода положены: хронометраж, фотография рабочего дня, моментные наблюдения, технологические карты действующих производств.

Экспертный метод, основанный на пересмотре нормативов (Ведомственные, Отраслевые, Межотраслевые) с корректировкой технологии, организации труда на основании современных подходов к производству ремонтных работ

Статистический метод, основанный на наличии статистических данных об объемах выполнения ремонтных операций, численности персонала, требуемых машин и механизмов.

Данная методология предусматривает следующее системное направление:

1) систему определения размера оплаты труда рабочих-ремонтников с учетом тарификации работ, порядок начисления надбавок за работу в районах Крайнего Севера, а также работу в неблагоприятных климатических условиях;

2) систему определения стоимости 1 маш.-ч. эксплуатации машин и механизмов, включая импортную технику, позволяющую вести полный учет используемых машин, средств малой механизации, планировать стоимость услуг на перспективу;

3) систему расчета транспортных затрат для доставки ресурсов в отдаленные районы с учетом географическое месторасположения;

4) систему калькулирования статей затрат накладных расходов, порядок формирования постатейной структуры по элементам затрат;

5) систему единого кодирования в электроэнергетике номенклатуры материалов, изделий, конструкций, позволяющую поднять на высокий уровень их учет в зависимости от марки, типоразмеров, ГОСТа;

6) возможность поэтапного контроля качества и объема выполнения отдельных операций ремонтных работ.

Следует учесть, что Минстроем РФ утвержден Общероссийский классификатор материалов, ресурсов, оборудования, механизмов. Каждому из сметных ресурсов классификатора присвоен определенный код, гармонизирующий с Общероссийским классификатором продукции по видам экономической деятельности. Целесообразно внедрить классификаторы в системе энергетики, несущественно допускать двойную кодификацию ресурсов на одном предприятии (строительство и энергетика).

Однако не следует забывать, что электроэнергетика всегда была отраслью с высокой степенью технологических рисков, обусловленных спецификой производства и передачи электроэнергии потребителю. Несмотря на хорошие показатели устойчивой работы энергосистем и значительный опыт в области управления технологическими рисками, исключить возможность отказов оборудования невозможно. Задача надежного и бесперебойного обеспечения платежеспособного спроса и работа по уменьшению рисков, связанных с производственной деятельностью, должны стать приоритетными в деятельности энергокомпаний.

Условия кризиса, который особенно сильно затронул промышленные отрасли ряда регионов, требуют повышенного внимания по определению сметной стоимости работ по ремонту оборудования с учетом привязки сметных нормативов к местным условиям, связанным с климатическими особенностями, территориальной отдаленностью регионов от центра России, разработки и утверждения в регионах зональных транспортных схем доставки материалов, а также разработки индивидуальных нормативов.

Кроме этого, важным средством является формирование прозрачного механизма объективной оценки себестоимости ремонта оборудования в целях антикоррупционного проведения тендеров.

В связи с этим можно утверждать, что назрела необходимость разработки научно-методического подхода и внедрения сметно-нормативной базы ценообразования в отрасли энергетики с учетом неоднородности территориальных условий в регионах.

Несмотря на наличие нормативной документации по определению стоимости ремонта оборудования на основании (ВУЕР) и (ВЕПР), процессы, идущие в сфере экономического и нормативно-правового развития отрасли энергетики России, заставляют шире разрабатывать и рассматривать технологию ремонта.

Главной функцией сметных норм является определение нормативного количества ресурсов, минимально необходимых и достаточных для выполнения соответствующего вида работ по ремонту и техническому обслуживанию электротехнических установок как основы для последующего перехода к стоимостным показателям. На основании ВЕПР целесообразно разработать единичные расценки в базисном уровне цен по состоянию на 1 января 2021 года.

Единичными расценками необходимо учитывать полный комплекс работ по ремонту оборудования в нормальных условиях, определенный на основе соответствующих технических условий, требований ГОСТ, Гостех-

надзора, правил охраны труда при производстве работ, включая все необходимые вспомогательные и сопутствующие работы. При производстве ремонтных работ в более сложных производственных условиях, вследствие которых снижается производительность труда, к нормам затрат труда, оплате труда рабочих-ремонтников применяются повышающие коэффициенты, которые указываются в технических частях каждого сборника.

Приведенный в табл. (3–4) сравнительный анализ трудозатрат на ремонт мостового крана общего назначения *Q*=30/5 т где Центром ценообразования разработано 88 нормативов ресурсным методом (в таблице ФирЭСНро дан пример для пяти) наглядно показывает целесообразность применения ресурсного метода, содержащего пооперационные нормы с трудовыми, техническими, материальными ресурсами, с расшифровкой по видам работ**.** В отраслевых элементных сметных нормах Росатома капитальный ремонт крана состоит из одного норматива.

Ремонт крана мостового общего назначения *Q*=30/5 тн

03-01-016-01	**Демонтаж приводного колеса моста крана** (При помощи домкрата приподнять мост крана, установить подкладки, убрать домкрат; раскрепить буксу, снять колесо, транспортировать к месту ремонта на расстояние до 100 м) **Измеритель: 1 колесо**
03-01-016-02	**Ремонт приводного колеса моста крана** (Спрессовать полумуфту, отвернуть болты, снять крышки букс, выпрессовать подшипники; спрессовать колесо, снять шпонку; очистить от грязи, промыть, протереть все детали колеса, продефектовать, изношенные детали заменить; припилить шпонки по шпоночным пазам вала и полумуфт, зачистить плоскости прилегания крышек, зачистить посадочные места оси и колеса, полумуфты, прокалибровать резьбовые отверстия, заменить подшипники, колесо (при необходимости), набить подшипниковые узлы смазкой; собрать колесо; установить шпонку, напрессовать полумуфту) **Измеритель: 1 колесо**
03-01-016-03	**Монтаж приводного колеса моста крана** (Застропить, транспортировать колесо к месту монтажа на расстояние до 100м; установить колесо по месту, выставить, закрепить; опустить мост крана) **Измеритель: 1 колесо**
03-01-016-04	**Демонтаж холостого колеса крана** (При помощи домкрата приподнять мост крана, установить подкладки, убрать домкрат; раскрепить буксу, снять колесо, транспортировать к месту ремонта на расстояние до 100 м) **Измеритель: 1 колесо**
03-01-016-05	**Ремонт холостого колеса крана** (Отвернуть болты, снять крышки букс, выпрессовать подшипники; спрессовать колесо, снять шпонку; очистить от грязи, промыть, протереть все детали колеса, продефектовать, изношенные детали заменить; припилить шпонки по шпоночным пазам вала и колеса, зачистить плоскости прилегания крышек, зачистить посадочные места оси и колеса, прокалибровать резьбовые отверстия, заменить подшипники, колесо (при необходимости), набить подшипниковые узлы смазкой; собрать колесо) **Измеритель: 1 колесо**

Таблица 3

Шифр ресурса	Наименование элементов затрат	Ед. изм.	03-01-016-01	03-01-016-02	03-01-016-03	03-01-016-04	03-01-016-05
1	Затраты труда рабочих	чел.-ч	2,9	9,1	3,1	2,5	7,6
1.1	Средний разряд работ	-	3	3,5	4	3	3,5
3	**Машины и механизмы**						
020904	Кран-балка электрическая подвесная г/п 2т	маш.-ч	0,4	1,9	0,4	0,13	0,91
030203	Домкраты гидравлические грузоподъемностью 63т (ДГ-50)	маш.-ч	1	-	1	0,8	-
030404	Лебедки электрические, тяговым усилием до 31,39 (3,2) кН (т)	маш.-ч	0,8	-	0,8	0,58	-
332852	Резак керосино-кислородный РК-02М	маш.-ч	0,6	0,2	-	0,6	0,2
350451	Прессы гидравлические с электроприводом (Р-337)	маш.-ч	-	1,2	-	-	0,84
4	**Материалы**						
101-0321-90025	Картон прокладочный марки "БС", непропитанный ГОСТ 9347-74 толщиной 2-3 мм	т	-	0,0002	-	-	0,0002
101-0322	Керосин для технических целей марок КТ–1, КТ–2	т	0,0004	0,0006	-	0,00048	0,0007
101-0324	Кислород технический газообразный	м³	3,2	0,4	-	1,92	0,64
101-1933-90022	Войлок технический ТУ 8161-006-0569764-96 толщиной 8 мм	кг	-	0,2	-	-	0,05
101-9350	Сталь листовая	т	0,03	-	-	0,03	-
542-0053-90010	Смазка пластичная	кг	-	0,4	-	-	0,3
746-0000	**Подшипники качения**	**шт**	**-**	**-**	**-**	**-**	**2**
5	**Запасные части**						
731-5620-01760	**Колесо Ф 710**	**шт**	**-**	**1**	**-**	**-**	**-**
731-5620-04780	**Колесо холостое**	**шт**	**-**	**-**	**-**	**-**	**1**
746-2175-00090	**Подшипник 3626, размер 130х280х93, эскиз275 роликовый радиальный сферический двухрядный с бортами на внутреннем кольце и несимметричными роликами Н/д: ГОСТ 5721-75**	**шт**	**-**	**2**	**-**	**-**	**-**

Таблица 4

ОЭСН26.(2003)-01-05. Краны мостовые электрические грузоподъемностью до 30/5 т (КМ-30/5)

Номер расценки	Наименование и характеристика работ	Ед. изм.	Затраты труда рабочих
ОЭСН26.12-01-05-01	Капитальный ремонт крана мостового электрического г/п 30/5 т (КМ-30/5)	1 кран	827,27
	Состав работ 1. Ремонт всех механизмов крана (передвижения, главного подъема, вспомогательного подъема, передвижения тележки) с полной разборкой и сборкой. 2.Сдача крана в эксплуатацию		
	Затраты труда рабочих (средний разряд работ 4,0)	чел.-ч	827,27

Для пересчета базисной стоимости в текущие цены необходимо применять индексы к статьям прямых затрат, рассчитывать и публиковать в Бюллетене информационных материалов.

При этом сметная стоимость материалов, изделий, конструкций определяется исходя из нормативной потребности элементных сметных норм и соответствующей цены на вид материального ресурса с учетом транспортных и заготовительно-складских расходов, для каждого региона индивидуально. Каждому наименованию присваивается уникальный код, соответствующий Федеральному классификатору с указанием сметной стоимости для конкретного региона.

Сметные нормы и расценки на эксплуатацию машин разрабатываются с учетом их дифференциации по типоразмерным группам, устанавливаемым по основному техническому параметру для данного вида машин. Сметные нормы и расценки формируются как средневзвешенная величина по маркам (моделям) машин, входящим в типоразмерную группу. Отбор машин-представителей по маркам (моделям) производится с учетом выполняемых с их применением объемов работ и уровня производительности с прогнозом на период действия сметных нормативов.

Таблица 5

Стоимость одного машино-часа эксплуатации Автогидроподъемника, высота подъема 22 м по состоянию на 01.01.2020 г.

№	Наименование	Обоснование по Методике	Ед. изм.	Условные обозначения	Итого, руб.
Методика определения сметных цен на эксплуатацию машин и механизмов (Приказ №513/пр от 04 сентября 2019 г.)					
Смаш. = А + Р + Б + З + Э + С + Г + П					
КСР - 28.22.15.91.06.06-013					
1	Амортизационные отчисления на полное восстановление				
1.1.	**Асм = (Вс/Нс)** (2)	п.2.2.1.	руб.		**354,83**
	Средневзвешенная восстановительная стоимость		руб.	Вс	4 900 000
1.2.	**Нс=Т х Ктз х 100/На** (4)		руб.		13 809,52
	Нормативный срок полезного использования		маш.-ч	Нс	
	Годовой режим эксплуатации машин	Приложение 1, п.3	маш.-ч/год	Т	2900
	Коэффициент к показателю годового режима работы машин в зависимости от температурных зон	Приложение 1, графа 3, V зона		Ктз	0,9
	Норма амортизационных отчислений	41717	%/год	На	18,90
2	Затраты на выполнение всех видов ремонта, технического обслуживания и диагностирования машин				
2.1.	**Р = (Вс х Нр) / (Т х 100)** (9)	п.2.3.1.	руб.		**281,61**
	Средневзвешенная восстановительная стоимость		руб.	Ц	4 900 000
	Норма годовых затрат на ремонт и техническое обслуживание	п.2.3.1., Таблица 1 п.10	%/год	Нр	15
	Годовой режим эксплуатации машин	Приложение 1, п.3	маш.-ч/год	Т	2900
	Коэффициент к показателю годового режима работы машин в зависимости от температурных зон	Приложение 1, графа 3, V зона		Ктз	0,9

Продолжение табл. 5

№	Наименование	Обоснование по Методике	Ед. изм.	Условные обозначения	Итого, руб.
3	Затраты на замену быстроизнашивающихся частей				
3.1.	**Б = Р х Кб** (10)		руб.		**56,32**
	Коэффициент, учитывающий долю затрат на замену быстроизнашивающихся частей	п.2.4.1.		Кб	20,00
	Затраты на выполнение всех видов ремонта, технического обслуживания и диагностирования машин		руб.	Р	281,61
4	Оплата труда рабочих, управляющих машинами				
4.1.	**З = ∑(Зр х t)** (11)	п.2.5.2	руб.		**264,97**
	Показатель часовой оплаты труда рабочего данного тарифного разряда	5 разряд	руб./чел.-ч.	Зр	264,97
	Затраты труда рабочих, управляющих машиной, данного квалификационного разряда		чел.-ч/маш.-ч	*t*	1
5	Затраты на энергоносители				
5.1.	**Э=Н х Цбд** (12)	п.2.6.2.	руб.		**297,41**
	Норма расхода бензина		кг/час	Нд	6,34
	Сметная цена бензина		руб./кг	Цд	46,91
6	Затраты на смазочные материалы				
6.1.	**Сд = (0,035 х Цмм + 0,004 х Цпс + 0,015 х Цтм) х Нд** (18)	п.2.7.1.	руб.		**30,13**
	Коэффициенты, учитывающие расход смазочных материалов определенного вида: моторного масла (мм), пластичных смазок (пс) и трансмиссионного масла (тм)				0,035; 0,004; 0,015
	Норма расхода дизтоплива		кг/час	Нд	6,34
	Сметная цена моторного масла		руб./кг	Цмм	82,55
	Сметная цена пластической смазки		руб./кг	Цпс	135,90
	Сметная цена трансмиссионного масла		руб./кг	Цтм	87,94

Окончание табл. 5

№	Наименование	Обоснование по Методике	Ед. изм.	Условные обозначения	Итого, руб.
7	Затраты на гидравлическую жидкость				
7.1.	**Г = (О х Дг х Кд х Пг х Цг)/ Т** (20)	п.2.8.1.	руб.		**6,59**
	Объем гидравлической системы		литров	О	90,00
	Показатель плотности гидравлической жидкости		кг/л	Дг	0,87
	Коэффициент доливок гидравлической жидкости, восполняющих ее самопроизвольные утечки при работе машин				1,5
	Показатель периодичности замены гидравлической жидкости		раз	Пг	2
	Сметная цена гидравлической жидкости		руб./кг	Цг	73,27
	Годовой режим эксплуатации машин	Приложение 1, п.3	маш.-ч/год	Т	2900
	Коэффициент к показателю годового режима работы машин в зависимости от температурных зон	Приложение 1, графа 3, V зона		Ктз	0,9
8	Затраты на перебазировку своим ходом				
8.1.	**Пс = (Зп + Этр + С) х В/ Тп** (22)	п.2.9.2.	руб.		**92,58**
	Оплата труда машиниста		руб.	Зп	264,97
	Затраты на смазочные материалы		руб.	С	30,13
	Затраты на энергоносители		руб.		**297,41**
	Среднегодовые затраты времени на одну перебазировку машины		маш.-ч.	В	2,5
	Среднегодовой показатель времени работы машины на одной строительной площадке		маш.-ч.	Тп	16,0
	Итого без НДС		**руб.**		**1 384,44**

Расчеты по структуре статей затрат для машин и механизмов определяются, исходя из действующих цен на горюче-смазочные материалы, уровня оплаты труда, затрат по техническому обслуживанию, индексируемых один раз в год.

Часовые тарифные ставки рабочих-ремонтников рассчитываются по шестиразрядной сетке. Размер средств на оплату труда рабочих-ремонтников принимается на основании трудоемкости работ и среднего разряда работ. Тарифные ставки учитывают районный коэффициент, коэффициенты при выполнении работ в более сложных производственных условиях, вознаграждения за выслугу лет, надбавки за работу в районах Крайнего Севера и местностях, приравненных к ним. Данные надбавки включаются в тарифные ставки дополнительно, так как имеют различные показатели, что позволяет более точно определять фонд оплаты труда для конкретной организации. Размер фонда оплаты труда важен при определении величины накладных расходов и сметной прибыли.

Пример расчета тарифной ставки рабочих-ремонтников, согласно приказу Минстроя России от 05.06.2019 №326/пр «Об утверждении методики расчета индексов изменения сметной стоимости строительства» представлен ниже.

Пример расчета среднемесячного размера оплаты труда рабочего 1-го разряда, занятого в строительной отрасли выполненный для региона Крайнего Севера

Расчет выполнен в соответствии с положениями:

– Методики расчета индексов изменения сметной стоимости строительства, утвержденной приказом Минстроя России от 05.06.2019 №326/пр (далее Методика);

– п. 22 постановления Правительства РФ от 23.12.2016 г. №1452 "О мониторинге цен строительных ресурсов", в ред. постановления Правительства РФ от 15.05.2019 №604;

– Отраслевого соглашения по строительству и промышленности строительных материалов Российской Федерации на 2017-2020 годы от 28.04.2017 №10/17-20.

№ п.п.	Наименование затрат	Величина элемента для одного из округов Крайнего Севера	Наименования обосновывающих документов
1	**2**	**3**	4
Раздел 1. Расчет минимальной среднемесячной тарифной ставки рабочего первого разряда, занятого в строительной отрасли, при работе в нормальных условиях труда (С1):			
1.1.	**Прожиточный минимум (ПМ)** на душу трудоспособного населения, руб.	**21606,00**	Пункт 28 Методики №326/пр
1.2.	Коэффициент индексации **(Ки)** **Ки = 1,2**	4321,20	пункт 3.1 Отраслевого соглашения по строительству и промышленности строительных материалов Российской Федерации на 2017 – 2020 гг.
1.3.	**Итого по разделу I (руб.)**	**25927,20**	
Раздел II. Расчет общего коэффициента, учитывающего доплаты и надбавки к тарифным ставкам и окладам, носящие систематический характер и осуществляемые в соответствии с законодательством Российской Федерации (расчетное значение первого разряда, усредненное для n-го количества коэффициентов с учетом тарифных разрядов, начиная с которых они назначаются), средневзвешенные по численности (Ki), общая сумма которых не должна превышать средневзвешенное по тарифным разрядам рабочих, занятых в строительной отрасли, значение в размере 0,6, в том числе:			
2.1.	К 1 - **доплаты и надбавки** - например в размере 18,2%, учитывающие в том числе: **- надбавка за профессиональное мастерство:** для рабочих III разряда – до 12 процентов; для рабочих IV разряда – до 16 процентов; для рабочих V разряда – до 20 процентов; для рабочих VI и более высоких разрядов – до 24%. **- выслуга лет:** при стаже работы от 1 до 3 лет – 0,6; при стаже работы от 3 до 5 лет – 0,8	4718,75	пункт 3.27 Отраслевое соглашение по строительству и промышленности строительных материалов Российской Федерации на 2017 – 2020 годы
2.2.	К 2 - **компенсационные выплаты** – например в размере 15,23%, учитывающие в том числе: - за работу с вредными и опасными условиями труда; - за работу на тяжелых работах; - за работу, связанную с напряженностью трудового процесса; - дополнительное питание и проживание; - за двухсменный режим работы	3947,68	пункт 3.28.1 Отраслевое соглашение по строительству и промышленности строительных материалов Российской Федерации на 2017 – 2020 годы
2.3.	К 3 - **премии и вознаграждения** – например в размере 11,9%	3085,34	По данным органов статистики
2.3.	**Итого по разделу II: К;**	**11751,76**	

Окончание табл.

№ п.п.	Наименование затрат	Величина элемента для одного из округов Крайнего Севера	Наименования обосновывающих документов
2.4.	Итого среднемесячная тарифная ставка рабочего первого разряда, занятого в строительной отрасли, с учетом доплат и надбавок к тарифным ставкам и окладам, носящим систематический характер, руб.	**37679,0**	
Раздел III. Расчет усредненного районного коэффициента к заработной плате (Кр)			
3.1.	К р1 – районный коэффициент к заработной плате – 60%	22607,38	Постановление Госкомтруда СССР, Секретариата ВЦСПС от 31.03.1960 № 453/9
3.2.	**И того по разделу III: К**	**22607,38**	
3.3.	Итого среднемесячная тарифная ставка рабочего первого разряда, занятого в строительной отрасли, с учетом доплат и надбавок к тарифным ставкам и окладам, носящим систематический характер и с учетом районного коэффициента, руб.	**60286,34**	
Раздел IV. Расчет величины прочих выплат, производимых за счет средств, учитываемых в расходах на оплату труда в соответствии с действующими законодательством Российской Федерации			
4.1.	П1 – усредненная надбавка за непрерывный стаж работы в районах Крайнего Севера (не более 80**%**), руб.	10370,88	ст. 317 Трудового кодекса РФ; п. 3.15 МДС 83-1.99
4.2.	П 2 – **очередные** отпуска, руб.	5259,61	Трудовой кодекс РФ в ред. от 01.04.2019г. Ст. (115, 116, 122,) ст. 139
4.3.	П 3 – **дополнительные** отпуска, руб.	4581,18	Трудовой кодекс РФ в ред. От 01.04.2019г. Ст. 116, 139 и ст. 321
4.4.	К 4 – другие виды оплаты труда – например в размере 3,7%, единовременные выплаты	2230,59	Управление Федеральной службы государственной статистики
4.5.	**И того по разделу IV: (ПВ), руб.**	**22442,27**	
5	**ИТОГО среднемесячный размер оплаты труда рабочего 1-го разряда, занятого в строительной отрасли, руб.**	**82 728,61**	

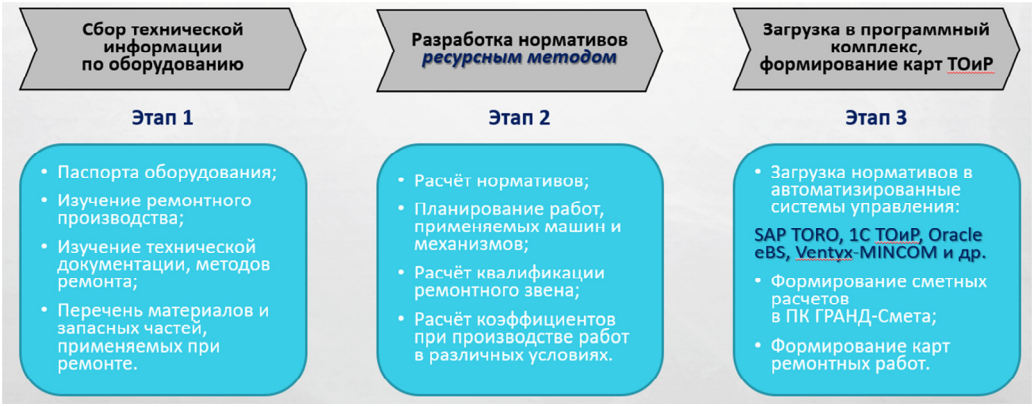
В течение двух лет ЗАО «Сибирский центр ценообразования в строительстве, промышленности и энергетике» выполняет работы по разработке и актуализации сметно-нормативной базы ПАО «ФСК ЕЭС» на ремонт и техническое обслуживание оборудования с последующим сопровождением процесса ее применения. Разработка выполняется путем изменения действующих расценок, дополнения новыми видами оборудования и дополнительными работами, сформированными по предложениям профильных технических департаментов ИА ПАО «ФСК ЕЭС».

Центр ценообразования с 1996 г. состоит в Международной Ассоциации инженеров-сметчиков ACostE и имеет международный сертификат соответствия на разработку нормативов по ремонту технологического и энергетического оборудования.

Перечень инженерного оборудования состоит из 15 000 ед. на которые сформированы в сборники.

1. Ремонт металлообрабатывающего оборудования.
2. Ремонт деревообрабатывающего оборудования.
3. Ремонт подъемно-транспортного оборудования.
4. Ремонт дробильно-размольного, обогатительного оборудования.
5. Ремонт компрессоров, насосов, вентиляторов, дымососов, нагнетателей.
6. Ремонт теплосилового оборудования.
7. Ремонт электротехнических установок.
8. Ремонт электрических печей.
9. Ремонт технологических трубопроводов.
10. Ремонт оборудования для очистки газов.
11. Ремонт горнодобывающего оборудования.
12. Ремонт оборудования предприятий цветной металлургии.
13. Ремонт оборудования предприятий черной металлургии.
14. Ремонт оборудования железнодорожного транспорта.
15. Ремонт оборудования предприятий промышленности строительных материалов.
16. Ремонт оборудования лифтов.
17. Сопутствующие работы общего назначения при ремонте оборудования.

Концепция предполагает поэтапную реализацию формирования нормативов в части ТОиР.



Сформирована библиотека данных, включающая в себя укрупненные/пооперационные нормативы по ремонту и техническому обслуживанию инженерного оборудования по различным компаниям, из чего следует, что нет необходимости проводить пооперационный контроль на 100% оборудования, это очень трудоемкий процесс. Целесообразно применять усредненные показатели, на которые уже разработаны сметные нормативы, как результат труда высокопрофессиональных специалистов, с которыми мы сотрудничаем в области энергетики. Опытом нужно делиться. Целесообразно учитывать разработку сметных нормативов по ремонту оборудования по статье расходов на научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы (НИОКР).

Нормативы на ремонт оборудования разработаны и успешно применяются:

ЦИФРОВИЗАЦИЯ В ДИСПЕТЧЕРСКОМ УПРАВЛЕНИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИМИ СЕТЯМИ

Хренников А.Ю.,
вед. научн. сотрудник ООО «Инжиниринговый центр КГЭУ», д.т.н., проф.

Любарский Ю.Я.,
д.т.н., АО «НТЦ ФСК ЕЭС»

Александров Н.М.,
ООО «НПП «Динамика»

Задача цифровизации (цифровой трансформации) энергетики сейчас необычайно актуальна. К сожалению, несмотря на прилагаемые усилия специалистов (см., например, [1]), еще нет общепринятой формулировки этого понятия, нет «рецептов», позволяющих спланировать действия по цифровизации, оценить предполагаемый эффект этих действий. Очевидно, что цифровизация в современных условиях тесно связана с развитием интернета вещей [2], но требуемый характер этой связи также не полностью ясен.

Сформулируем некоторые общие принципы цифровизации для задач управления электросетями.

Общие принципы

1. Цифровизация не должна сводиться к простому преобразованию всех технологических параметров в цифровую форму. Это преобразование должно порождать концептуально новые задачи, решение которых дает существенный экономический эффект.

2. Следует стремиться к максимальному (в разумных пределах) «оживлению» (телемеханизации) единиц оборудования, которые должны выступать как элементы интернета вещей.

3. Передача данных в цифровых системах должна быть организована на двух уровнях:

– подробный уровень (относительно редкая передача);

– экспресс уровень (частая передача).

Для подробного уровня передаче подлежат все технологически значимые параметры (процессы), образуя цифровую имитационную модель объекта управления [3].

Для экспресс-уровня передается только новая семантически значимая информация виде информации о событиях.

4. Выделение событий из процессов – результат интеллектуальной обработки.

Таким образом, раскрывается смысл выражения «интеллектуальная связь» элементов цифровых систем.

Смысл сказанного поясняют структуры, изображенные на рис. 1.

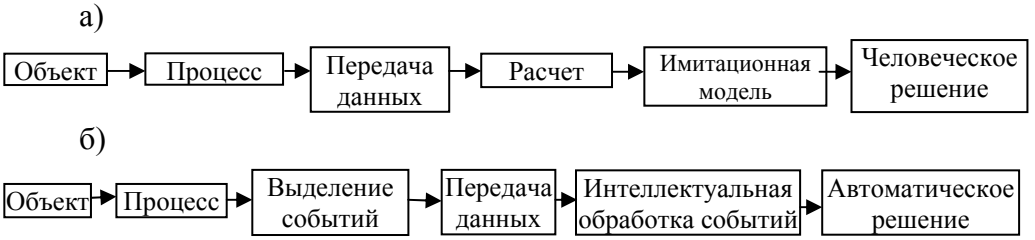


Рис.1. Обработка данных на различных уровнях:
а) подробный уровень; б) экспресс-уровень

Выделение событий

Из процессов нужно выделить события. Во многих случаях такое выделение элементарно. Это относится к изменению состояния оборудования и его элементов. В частности, это относится и к событиям изменения положения коммутационных аппаратов, к событиям срабатывания устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики (РЗА).

В более сложных случаях состояния – некоторая (часто – предикативная) функция процесса изменения какого-либо параметра. Например, «нарушение предела» (эта функция обычно имеется в арсенале SCADA-систем). Могут быть и другие предикаты. Следует отметить, что, например, определение пределов режимных параметров может потребовать интеллектуальной обработки (как при проработке ремонтных заявок [4]).

В ряде случаев событие может быть связано с результатами осмотров (или испытаний) оборудования (например, «течь масла»).

Интеллектуальная обработка событий

Эта обработка связана с решением необходимых в данном конкретном приложении задач. Обрабатывается, в основном, информация о событиях и состояниях. Для интеллектуальной обработки целесообразно использовать экспертные системы, которые, в свою очередь, нуждаются в

задании системы правил. Электроэнергетика – технологически сложная отрасль, поэтому для задания (и коррекции) правил здесь следует выбирать такие экспертные системы, которые обеспечивают простое задание правил, формируемых на основе эксплуатационного опыта соответствующих специалистов-экспертов. Предпочтение следует отдать системам, использующим для формулирования правил естественный язык специалистов. В качестве одной из возможностей рекомендуется использование инструментальной экспертной системы МИМИР, ориентированной на задачи электроэнергетики [5].

Здесь можно отметить, что в существующих и создаваемых цифровых системах и в системах, использующих интернет вещей, интеллектуальной обработке уделяется недостаточное внимание. Это связано с относительно простыми областями применения «пионерских» систем такого типа. В самом деле, придумать правила для кофеварки (частый пример для «умного дома» в популярной литературе) может любой. А для формулирования правил решения электроэнергетических задач требуются высококвалифицированные специалисты, обладающие значительным эксплуатационным опытом. При этом перенос этого опыта в правила экспертной системы – отдельная большая проблема.

Правила экспертной системы «пакуются» в блоки (интеллектуальные агенты). Результатом решения задачи может быть формирование сообщений (подсказок) для пользователей, формирование новых событий, инициирование новых интеллектуальных агентов.

Экспертные системы могут эффективно применяться в практически важных задачах интеллектуальных сетей энергетических предприятий:

– планирование ремонтов и оперативная режимная проработка ремонтных заявок;

– анализ нештатных ситуаций в электросетях;

– восстановление электрических сетей после сбоев.

Ниже будут более подробно рассмотрено применение изложенных методов для некоторых важных задач управления в электрических сетях:

– анализ нештатных ситуаций;

– диагностика измерительных каналов интеллектуальных РЗА на основе избыточных измерений;

– поиск повреждений в разветвленных электрических сетях.

Для первой из этих задач будет рассмотрено формулирование естественно-языковых правил, а для третьей – связь с интернетом вещей.

Анализ нештатных ситуаций

Правила, на основе которых функционирует экспертная система анализа нештатных ситуаций, определяются логикой работы РЗА. Например, если зафиксировано срабатывание защиты линии электропередач, экспертная система определяет, на отключение каких выключателей действует эта защита, все ли ранее включенные выключатели из этого множества отключились. Для не отключившихся выключателей фиксируется событие «отказ выключателя» и проверяется, было ли срабатывание УРОВ (устройства резервирования отказа выключателя) этого выключателя и т.п.

С помощью специальных интеллектуальных программ (программ-рассуждений) и на основе технологических инструкций можно формировать тексты советов по действиям диспетчерского и оперативного персонала, необходимым в определенных ситуациях (и, прежде всего, в аварийных и предаварийных ситуациях) [6–12]. Здесь не приводятся тексты программ-рассуждений, они близки к приведенным здесь описаниям.

Интеллектуальная обработка информации производится на основе состояний оборудования (например, положениях выключателей) и событиях – срабатываниях РЗА [13].

Пример анализа и формирования совета:

--Срабатывание защиты трансформатора

ДЗТ Конка Т-1 16 МВА

--резервная защита трансформатора

срабатывание УРОВ после срабатывания защиты трансформатора

УРОВ Конка Конка В 110 Т-1

--дефектный выключатель

Конка В 110 Т-1

отказ отключения выключателя

---СОВЕТ: отключить вручную.

--- если выключатель не отключается, с разрешения диспетчера

--- отключить линейные и шинные разъединители этого выключателя

--- с нарушением блокировки безопасности

Конка

Нет резервного трансформатора

Трансформатор отключен резервной защитой

--Срабатывание защиты
УРОВ Конка Конка В 110 Т-1
--Возможная неисправность выключателя
Конка В 110 Т-1
Отказ отключения
На подстанции
Конка
работе УРОВ непосредственно предшествует работа защиты трансформатора
ДЗТ Конка Т-1 16 МВА
Конка Т-1 16 МВА
Погашение шин
Конка I СШ 110
---отключены НЕ ВСЕ выключатели присоединений, связанных с данной СШ
---не отключился выключатель
Конка В 110 Т-1
учтено ручное отключение не отключившегося выключателя
---если выключатель отключается, то с разрешения диспетчера
---опробовать - толчком подать напряжение на погашенные шины
--включить выключатель
Конка В-110 ВЛ Ревская
--при успешном опробовании СШ
включить выключатели
Конка ОВ-110
Конка В110 ВЛ Якорная
Конка Т-1 10кВ
СОВЕТ: Вывести в ремонт для осмотра и устранения повреждения - трансформатор
Конка Т-1 16 МВА
-- и выключатель
Конка В 110 Т-1

При срабатывании защит трансформаторов необходимо определить, имеются ли дефектные выключатели и какой тип дефекта (отказ, затяжка) имеет место (не отключившиеся выключатели *перед* опробованием пога-

шенных шин напряжением нужно отключить, «разобрав» их схему разъединителями с нарушением блокировки, а для «затянувших» выключателей схема разбирается *после* опробования шин). Факт затяжки может быть логически установлен в рассуждении – УРОВ дефектного выключателя срабатывает до его отключения.

Очевидно, что описанная логическая обработка не предъявляет высоких требований к производительности компьютеров.

Диагностика измерительных каналов интеллектуальных РЗА на основе избыточных измерений

Известен пример разработки алгоритма для интеллектуальных устройств РЗА по верификации данных измерительных трансформаторов тока на основе избыточных измерений [9, 10, 11]. Предлагаемый в этой работе подход расширяет возможности диагностики за счет использования увеличенного числа измерений, в том числе и избыточных. Стандарт МЭК 61850, который используется для цифровизации подстанций, предполагает, что любому устройству РЗА могут быть доступны значения токов и напряжений не только собственного защищаемого участка сети, но и в других частях сети, поскольку система РЗА находится в едином информационном пространстве, реализуемом сетью Ethernet. Это верно и для информации о состоянии коммутационных аппаратов.

В данном подходе для известной топологии сети строится матрица инциденций, которая однозначно описывает любую заданную электрическую схему, указывая на соединение ветвей и узлов. Матрица инциденций в последствии используется для проверки правильности измерений в соответствии с первым законом Кирхгофа.

Для любой схемы выполняется уравнение Кирхгофа для сходящихся в узле токов:

$$A \cdot I = 0, \tag{1}$$

где A – матрица инциденций, I – вектор токов в ветвях схемы, 0 – вектор соответствующей длины (в данном случае m) с нулевыми значениями.

Равенство (1) может быть использовано для определения наличия ошибки (или ошибок) в измерениях тока. Если значения вектора I содержат ошибку, то она проявится в невязке, вычисляемой по формуле:

$$G = A \cdot I. \tag{2}$$

Ошибка в измерениях фиксируется множеством LG:

$$LG=\{i, Gi>\varepsilon 0\},$$

где ε0 – заданная величина невязки, определяющая границу допустимых значений из величин протекающих токов и погрешности измерительных трансформаторов. Невязка напрямую указывает на узлы, сумма токов в которых отлична от нуля.

Из анализа множества *LG* уже можно определить наличие или отсутствие ошибок в измерениях. Если множество *LG* не пустое, то необходимо продолжить исследования с целью поиска конкретного измерителя, генерирующего ошибку.

В [9] рассматривается методика определения наличия ошибочных измерений тока на примере схемы 5АН-Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов [12] (рис. 2).

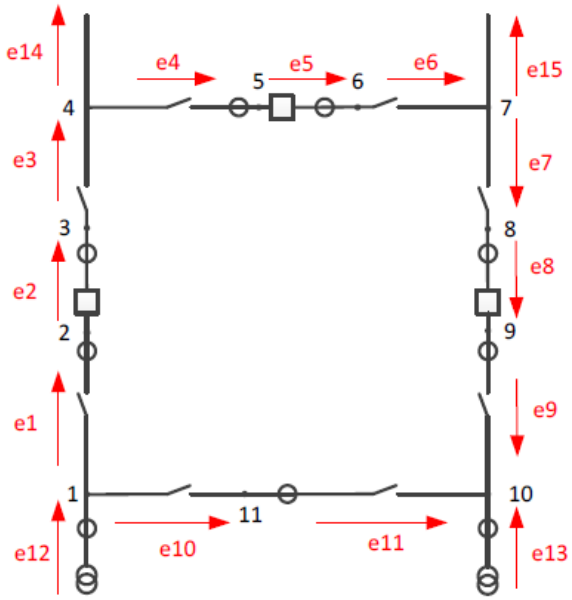


Рис. 2. Схема 5АН-Мостик

Для формализации описания топологии схемы принимается, что каждая ветвь содержит не более одного коммутационного аппарата (разъединителя или выключателя) и не более одного измерительного преобразователя тока. Очевидно, возникает необходимость вводить дополнительные узлы (например, 5 и 6), от которых отходит не более двух ветвей. Тогда в рассматриваемой схеме обнаруживается 11 узлов и 11 ветвей. Для дальнейшего обобщения вводятся четыре дополнительные ветви, ограниченные только одним узлом.

Матрица инциденций A однозначно описывает предложенную схему. Число столбцов n матрицы соответствует числу обозначенных ветвей, число строк m – числу узлов. Тогда каждый элемент матрицы Ai, j принимает следующие значения:

- 0, если узел i и ветвь j не связаны друг с другом;
- 1, если ток ветви j вытекает из узла i;
- –1, если ток ветви j втекает в узел i.

Для выбранной схемы по рис. 2 матрица инциденций **A** имеет следующий вид:

$$\mathbf{A} = \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 \\ -1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & -1 & 0 & -1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{pmatrix}$$

Матрица **A** может быть использована для проверки правильности измерений, произведенных на защищаемом объекте, например, в соответствии с первым законом Кирхгофа. Для известных значений токов ветвей Ij выполнение равенства (1) означает соответствие токов и заданной топологии сети. Равенство (1) целесообразно использовать для комплексных величин основной гармоники или для мгновенных значений тока.

Однако несложно заметить, что в предложенной схеме 5АН – «мостик» измеряются лишь 9 токов, что меньше общего числа ветвей, равного 15. Применение выражения (1) для диагностики информации о токах невозможно. Тем не менее, токи ветвей, в которых отсутствую измерения, могут быть найдены из выражения (1) в соответствии с первым законом Кирхгофа в предположении, что все измерения верные. Для этого вектор токов **I** необходимо разбить на два подвектора: вектор измеряемых токов и вектор расчетных токов. Как следствие, образуются две матрицы инциденций, связанные с двумя группами токов.

Из (1) следует уравнение (2), в результате решения которого можно получить матрицу расчетных токов, дополняющих матрицу известных токов, ииспользуемых для проверки правильности измерений. В зависимости от

различных условий уравнение (2) может не иметь однозначного решения. Тогда рекомендуется получать решение по методу наименьших квадратов. Проверка соответствия измерений заключается в нахождении невязки

$$\mathbf{E}=\mathbf{A}*\mathbf{I}, \quad (3)$$

где **I –** вектор, содержащий измеренные и расчетные величины токов.

Множество $LE=\{i, \varepsilon i>\varepsilon 0\}$, где ε0 – заданная величина невязки, указывает на узлы, в которых сумма токов, сходящихся в узле, отлична от нуля. Ошибочные измерения имеют прямое или косвенное отношение к этим узлам. Возможно дальнейшее исследование электрической схемы с целью поиска одного или нескольких ошибочных токов.

Проведен анализ выявительной способности алгоритма при допущении одного ошибочного замера в схеме на рис. 1. Результаты его работы представлены в табл. 1. Как видно, существуют случаи, когда метод не выявляет ошибку, а «компенсирует» ее за счет вычисляемых значений токов. Это происходит в тех случаях, когда измерений недостаточно для контроля всех ветвей электрической цепи. Соответствующие ветви могут быть выявлены в ходе топологического анализа на предварительной стадии, а надежности измерения связанных токов может быть уделено особое внимание.

Таблица 1

Выявление ошибки в измерениях

Ток ветви	Характеристика
e1	выявляемая
e2	выявляемая
e3	выявляемая
e4	не выявляемая
e5	не выявляемая
e6	выявляемая
e7	выявляемая
e8	выявляемая
e9	выявляемая
e10	выявляемая
e11	выявляемая
e12	выявляемая
e13	выявляемая
e14	выявляемая
e15	выявляемая

Поиск повреждений в разветвленных электрических сетях

Важнейшая задача – поиск и ликвидация повреждений в работе распределенных разветвленных электрических сетей 0,38–20 кВ с воздушными ЛЭП. От ее успешного и быстрого решения существенно зависит технологическая и экономическая эффективность работы сетевого предприятия.

Традиционный метод решения связан с процессом итеративных (последовательных) коммутаций разъединителей и осмотром участков сети. При этом необходимо сочетать топологическую задачу обнаружения поврежденного участка с логистической задачей организации перемещений ремонтных бригад. Построение экспертной системы для этого традиционного метода изложено в [7].

Рассмотрим использование для этой задачи технологии интернета вещей [14]. Прежде всего, необходимо «оживить» разъединители, обеспечив телесигнализацию их положений. Далее, нужно предусмотреть установку указателей поврежденного участка (УПУ) не только в местах разветвления, как описано в [7], но и для каждого участка разветвленной сети. Так как УПУ фиксирует прохождение по участку тока короткого замыкания в момент повреждения, то передача событий типа «срабатывание УПУ» в центр обработки данных позволяет сразу, без итераций определить поврежденный участок сети. Указатели, снабженные телесигналами, выпускаются отечественной промышленностью [8]. Быть может, при таком подходе целесообразно конструктивно совмещать указатели не с опорами ЛЭП, как это обычно делают, а с разъединителями, ограничивающими участи сети. Логические правила определения поврежденного участка по сигналам разъединителей и указателей элементарны (не сложнее «правил кофеварки»).

Определив поврежденный участок, следует его изолировать (отключить разъединителями), осмотреть, выявить место повреждения, устранить повреждение. Для этого нужны люди – ремонтные бригады (телеуправление разъединителями в распределительных сетях не предусматривается по экономическим соображениям).

Следует определить, какую ремонтную бригаду вызвать (если их несколько). Это должна быть ближайшая к месту повреждения свободная

ремонтная бригада. Наконец, следует определить оптимальный путь ремонтной бригады. Организуется автоматический вызов ремонтной бригады, определяется ее маршрут.

Здесь задача подобна «уберизации» в известных реализациях интернета вещей.

Основа данных здесь – географические карты, к которым привязаны дороги и координаты элементов электрической сети (опор, разъединителей). Применение программ типа «Навигатор» даст необходимое решение.

Очевиден эффект от изложенного подхода. Время поиска повреждения сократится, по некоторым данным, на 90% процентов по сравнению с традиционным методом. Соответственно сократится недоотпуск электроэнергии из-за аварий в распределительных сетях [15–16].

Расходы на телесигнализацию положения разъединителей в распределительных сетях и на установку УПУ с телесигнализацией представляются относительно небольшими.

Выводы

1. Сформулированы некоторые принципы цифровизации и интеграции с интернетом вещей для задач управления электросетями.
2. Показано, что выделение событий и интеллектуальная обработка информации являются необходимыми условиями цифровизации.
3. Приводится пример решения задачи анализа нештатных ситуаций; цифровизованная программная система способна быстро выдавать советы для диспетчерского и оперативного персонала.
4. Изложена методика определения достоверности значений токов, получаемых от измерительных преобразователей на подстанции. В процессе решения определению подлежат все неизвестные токи системы. Представлен пример применения методики к расчету схемы «5АН-мостик».
5. Для важной задачи организации поиска повреждений в разветвленных потребительских сетях ЛЭП предложен экономичный способ резкого сокращения времени поиска неисправности.

Литература

1. Воротницкий, В.Э., Моржин, Ю.И. Цифровая трансформация энергетики России – системная задача четвертой промышленной революции // Энергия единой сети № 6, 2018.

2. Сэмюэл Грингард. Интернет вещей: Будущее уже здесь Massachusetts Institute of Technology, 2015.

3. Комраков А.В., Сухоруков А.И. Концепция цифрового двойника в управлении жизненным циклом промышленных объектов. Российский экономический университет им. Г.В.Плеханова. Экономические науки, Москва, 2017. – №3, с.3–9.

4. Буковников Юрий Владимирович. Система-советчик по оперативной проработке ремонтных заявок на электрооборудование для энергообъединений: Дис. ... канд. техн. наук: 05.14.02: Москва, 2004 143 с. РГБ ОД, 61:05-5/1715

5. Любарский, Ю.Я. Интеллектуальные информационные системы / Ю.Я. Любарский // Москва, Наука, 1990 232 с.

6. Любарский, Ю.Я. Оперативный диспетчерский анализ нештатных ситуаций в электрических сетях промышленных предприятий. Использование компьютерной поддержки на основе технологии экспертных систем / Ю.Я. Любарский // Промышленная энергетика, 2017. – N9. С. 2–6

7. Власюк, В.Д. Автоматизация поиска повреждений в распределительных электрических сетях / В.Д. Власюк, С.К. Каковский, Ю.Я Любарский // Электрические станции. – 2015. – № 4. – С. 29–36.

8. Инновационные решения ООО МНПП «АНТРАКС» для цифровизации Сетей. ООО МНПП «АНТРАКС» 2017. Рекламный материал.

9. Подшивалин, А.Н. Диагностика измерительных каналов РЗА на основе избыточных измерений / А.Н. Подшивалин, Н.М. Александров // Электротехника глазами молодежи. – 2013. – Т. 2. – С. 151–154.

10. Подшивалин А.Н., Андреев Б.Л. (Чебоксары, ООО «Релематика», ЧГУ) Распознаваемость ошибки в измерениях на цифровой подстанции. Материалы XIII Всероссийской научно-технической конференции ДНДС-2019. – С. 314–317.

11. Подшивалин А.Н., Андреев Б.Л. (Чебоксары, ООО «Релематика», ЧГУ) Дублирующие измерения на цифровой подстанции Сборник докладов научно-технической конференции молодых специалистов РЕЛАВЭКСПО-2019. – С. 175–179.

12. СТО ПАО «ФСК ЕЭС» 56947007-29.240.30.010-2008 «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35–750 кВ. Типовые решения», 2008. 132 с

13. Любарский, Ю.Я. Поиск повреждений в разветвленных распределительных электрических сетях: использование интернета вещей / Ю.Я. Любарский // Электрические станции, 2019. – №8 – С.38–40.

14. Любарский, Ю.Я. Нештатные ситуации в электрических сетях. Оперативный диспетчерский анализ на основе технологии экспертных систем / Ю.Я. Любарский, Н.М. Александров, А.Ю. Хренников // Новости Электротехники, № 4 (106), 2017, С. 18–21.

15. Хренников, А.Ю. Обеспечение надежной работы электрических сетей / А.Ю. Хренников, А.А. Кувшинов, И.А. Шкуропат / New York: NOVA PUBLISHERS, 2019. – 296 с., ил. (на английском языке).

16. Хренников, А.Ю. Высоковольтное оборудование в электротехнических системах: диагностика, дефекты, повреждаемость, мониторинг: учеб. пособие / А.Ю. Хренников. – М.: ИНФРА-М, 2019. – 186 с.

ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЗАЩИТЫ ИНФОРМАЦИИ НА КРИТИЧЕСКИ ВАЖНЫХ ОБЪЕКТАХ АСУ ТП (ССПИ) СУБЪЕКТОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ОДНОНАПРАВЛЕННОЙ ПЕРЕДАЧИ ДАННЫХ

Щипицин И.А.,
начальник отдела внешних информационных систем
Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Центра

Широкое внедрение интеллектуальных элементов в системы технологического управления и неизбежное взаимопроникновение с информационными технологиями, кроме очевидной практической пользы, приносит также и проблемы (такие как рост потенциальных угроз кибербезопасности), связанные с разной направленностью этих технологий.

Рост требований к обеспечению защиты информации, обработка которой осуществляется автоматизированными системами управления производственными и технологическими процессами на критически важных объектах, от неправомерного доступа, уничтожения, модифицирования, блокирования, а также иных неправомерных действий в отношении такой информации, в том числе от деструктивных информационных воздействий (компьютерных атак), следствием которых может стать нарушение функционирования автоматизированной системы управления, не остается без внимания в том числе на самых высоких уровнях управления. Помочь владельцам объектов критической инфраструктуры подготовиться и ответить на влияние новых вызовов призван разработанный Правительством Российской Федерации Федеральный закон № 187 от 26 июля 2017 г. «О безопасности критической информационной инфраструктуры Российской Федерации».

Защита информации в автоматизированной системе управления технологическими процессами (АСУ ТП) является составной частью работ по созданию (модернизации) и эксплуатации АСУ ТП и обеспечивается на всех стадиях (этапах) ее создания и в ходе эксплуатации. В зависимости от класса защищенности, присвоенного автоматизированной системе (рассчитанной в зависимости от уровня значимости (УЗ) обрабатываемой в ней

информации по формуле *УЗ = [(целостность, степень ущерба) (доступность, степень ущерба) (конфиденциальность, степень ущерба)]*) используются различные профили (меры) защиты:

– идентификация и аутентификация субъектов доступа и объектов доступа;

– **управление доступом субъектов доступа к объектам доступа;**

– ограничение программной среды;

– защита машинных носителей информации;

– регистрация событий безопасности;

– антивирусная защита;

– обнаружение (предотвращение) вторжений;

– контроль (анализ) защищенности информации;

– целостность автоматизированной системы управления и информации;

– доступность технических средств и информации;

– защита среды виртуализации;

– защита технических средств и оборудования;

– защита автоматизированной системы и ее компонентов;

– разработка защищенного прикладного и специального программного обеспечения;

– управление обновлениями программного обеспечения;

– планирование мероприятий по обеспечению защиты информации;

– обеспечение действий в нештатных (непредвиденных) ситуациях;

– информирование и обучение персонала;

– анализ угроз безопасности информации и рисков при их реализации;

– выявление инцидентов и реагирование на них (управление инцидентами);

– управление конфигурацией автоматизированной системы управления и ее системы защиты.

Рассмотрим один из основных компонентов профиля защиты – **«управление доступом субъектов доступа к объектам доступа».**

Основные методы управления доступом к объектам критической инфраструктуры субъектов электроэнергетики: экранирование, фильтрация, маршрутизация, контроль соединений, однонаправленная передача, информационными потоками между устройствами, сегментами АСУ ТП, а также между автоматизированными системами управления. Каковы плюсы и минусы каждого метода и какой лучше выбрать?

Межсетевой экран или однонаправленная передача данных?

Можно сказать, что использование межсетевых экранов «захватило» основные технические решения используемые при проектировании защиты АСУ ТП, которые обычно, рассматриваются как «краеугольный камень» обеспечения требований безопасности, предъявляемых к сети передачи технологической информации для подавляющего большинства пользователей. Пользователей, незнакомых с другими технологиями сетевой безопасности, такими как: диоды данных (Data Diode), обеспечивающих однонаправленную передачу данных.

Давайте попробуем сравнить однонаправленную передачу данных (Data Diode) с межсетевыми экранами (Firewall)? Как вы, возможно, знаете, слово «брандмауэр» буквально происходит от физического барьера, который устанавливается в зданиях или на транспортных средствах, с целью препятствовать распространению огня из одной комнаты или секции в другую. Такие «барьеры» имеют коэффициенты огнестойкости, выраженные в количестве времени (часы, минуты…) а также в уровне температуры (градусы □), которую они способны выдержать, прежде чем потеряют свои защитные свойства. Так и программное обеспечение межсетевых экранов не рассчитано на возможность «бесконечной» защиты. Конечно, если огонь или угроза будут остановлены до того, как «брандмауэр» будет поврежден, он сможет защитить другие элементы структуры или сети.

Поэтому даже самые мощные межсетевые экраны не могут гарантировать защищенность сетевых сегментов на 100%, так как существует вероятность наличия ошибок в программном обеспечении и, как следствие, вероятность «эксплуатации» данных уязвимостей злоумышленниками.

Наиболее распространенными причинами компрометации межсетевых экранов и защищаемых ими ресурсов являются действия сетевых администраторов при настройках правил межсетевого экранирования. Зачастую сетевой администратор – узконаправленный специалист и, не разобравшись с тем, какие порты и протоколы использует то или иное приложение в технологическом управлении, разрешает доступ большому диапазону портов (ip адресов), создавая в результате существенные бреши в безопасности.

Кроме того, злоумышленники могут перехватить учетные данные для доступа к администрированию межсетевым экраном, получив доступ к машине администратора в локальной сети, заразив машину вредоносным приложением или перехватив нешифрованный трафик, используемый администратором при подключении.

Наиболее простой и распространенный способ, создающий уязвимости – несвоевременное обновление ПО, использование заводских настроек и простых паролей для администрирования межсетевых экранов.

Продолжая ассоциацию «брандмауэра» с преградой для огня, можно сравнить правила фильтрации на межсетевом экране с пограничным досмотром. Не смотря на строгую систему обеспечивающую на границе предотвращение контрабанды и незаконное проникновение, полностью искоренить данные случаи контрольным органам не удается. Например, «агент 007» используя измененную внешность, вымышленные или «чужие» паспортные данные неоднократно преодолевал системы контроля. Аналогично, зная уязвимости конкретного оборудования, подменяя пакеты отправителя и ip адреса, проводя атаки с предварительно скомпрометированных серверов, злоумышленник может преодолеть защиту «брандмауэра».

Какая есть альтернатива? Обеспечить «воздушный зазор» между сетевым сегментом АСУ ТП, требующим защиты, с помощью однонаправленной передачи данных, с помощью «Диода данных» (Data Diode).

Первое публичное упоминание в Интернете термина Data Diode, как устройства безопасности, гарантирующего передачу информации между двумя компьютерами в одном направлении датировано серединой 90-х годов.

Шлюзы однонаправленной передачи данных позволяют на физическом уровне обеспечить передачу информации строго в одном направлении, полностью исключая обратный поток. Они применяются в сетях с жесткими требованиями к доступу, в промышленных сетях критически важных объектов где необходимо обеспечить получение телеметрической информации при одновременном ограничении доступа к внешним системам и внешних систем к АСУ ТП.

Применение решений по однонаправленной передаче данных позволят сохранить так называемый «воздушный зазор» между различными сетевыми сегментами, предоставляя физическую возможность передачи сетевой информации только в одном направлении. Это позволяет выполнять требования по информационной безопасности для защищенного сегмента и бизнес-требования по выгрузке необходимой информации из защищенной системы для бизнес-приложений.

Data Diode (ДД) были разработаны по новейшей технологии, предназначенной для предотвращения несанкционированного доступа. Они обеспечивают физическое разделение между сегментами сети, что обеспечивается законами физики, которые являются неизменными – данные никогда не смогут передаваться в противоположном направлении, и поэтому злоумышленники никогда не смогут получить доступ к сетям.

В устройстве физически нет передатчика и приемника сигналов и коммутирующего соединения между ними в направлении сегмента с высокой конфиденциальностью.

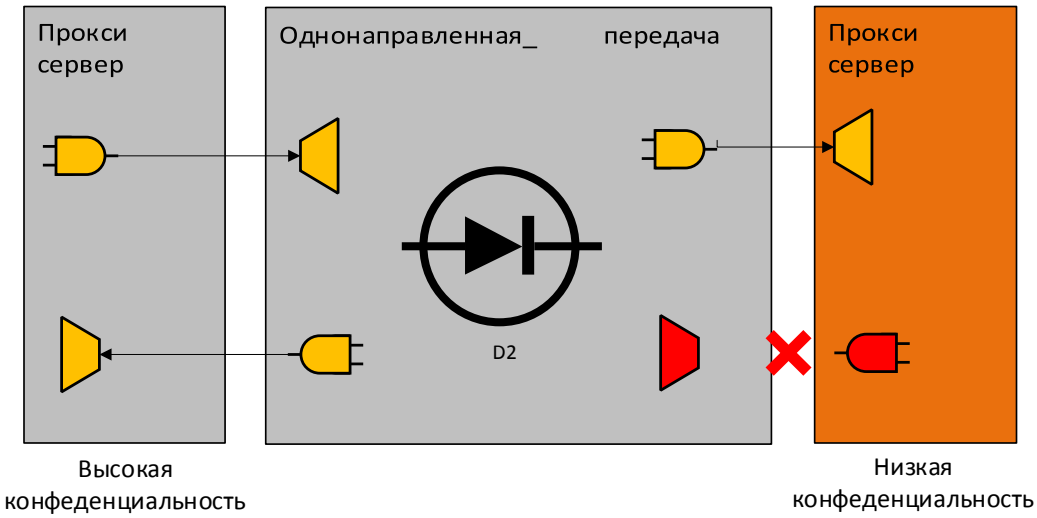


Рис. 1. Принцип работы Data Diode

Такая система не имеет временных ограничений стойкости, не чувствительна к количеству кибер-атак, а значит, обеспечивает максимальный уровень безопасности.

Отсутствие маршрутизируемых и настраиваемых соединений существенно снижает их гибкость, но, в то же время значительно увеличивает уровень безопасности. Сложные угрозы могут использовать согласованную тактику для преодоления продвинутых паролей, многофакторных систем аутентификации и даже биометрии, но преодоление физического разрыва в диоде данных с помощью электронных инструментов остается невозможным. ДД были предназначены для защиты того, что никогда не должно быть скомпрометировано, они остаются одним из самых сильных инструментов кибербезопасности доступных сегодня.

«Брандмауэр», эффективен для замедления угроз, но не обязательно для их полной остановки. Во многих случаях, особенно с профессионально настроенными дополнительными возможностями проверки, «брандмауэр» достаточно эффективен для предотвращения незначительных угроз, так же как противопожарный «барьер» сдерживает небольшой пожар. Однако, современные кибер угрозы больше похожи на то, что,

если бы кто-то наносил массированные и скоординированные огненные атаки одновременно на все стены дома. «Брандмауэры» никогда не были предназначены для полной остановки угроз такого рода.

«Брандмауэры» не обеспечивают истинного разделения между разделами или сегментами сети, а, скорее, выступают как виртуальное препятствие для потенциальных угроз. Огонь или, в данном случае, кибер угрозы, в конечном счете прорвутся, если для этого будет достаточно времени. В случае использования внутренних уязвимостей или неточности (небрежностей) настройки, позволяющих проникнуть внутрь системы, компрометация системы произойдет еще быстрее.

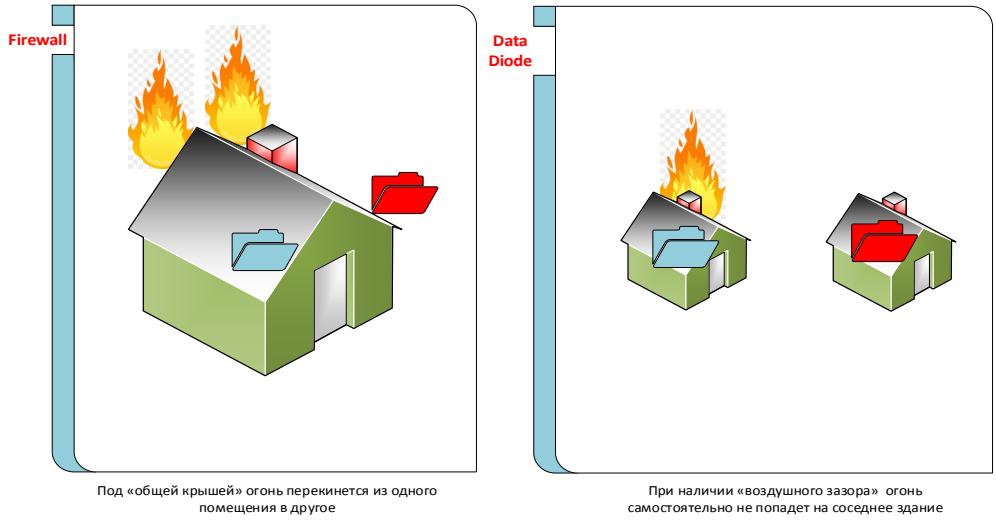


Рис. 2. Принцип работы Firewall и Data Diode

Если заимствовать метафору физического «брандмауэра» для ДД, это было бы больше похоже на физическое разделение двух частей здания (или в данном случае сети). Для того, чтобы угроза распространилась на защищенный сегмент, кто-то или что-то должно физически перенести огонь с затронутого участка или сегмента на другой.

Как обеспечить обмен информацией при физическом разрыве передачи информации в одном из направлений? Для решения ряда задач не требуется двустороннее взаимодействие. Самый простой случай, если из защищаемого сегмента АСУ ТП необходимо получать информацию с

использованием в качестве транспорта протокол UDP. Например, система мониторинга собирает и анализирует данные о событиях в защищаемом сегменте по протоколу Syslog. В таком случае односторонний шлюз позволит гарантировать отсутствие влияния извне на защищаемый сегмент.

При использовании односторонней передачи данных, TCP-трафик не может быть передан через шлюз. Однако ряд прикладных протоколов можно передать с помощью установки с обеих сторон от однонаправленного шлюза прокси-серверов, которые и выступают получателями и отправителями трафика в зависимости от направления передачи. Так, если мы передаем трафик из одной сети в другую, то трафик TCP терминируется на прокси-сервере, находящемся во второй сети. Далее он передается через однонаправленный шлюз с помощью оптических сигналов. Затем прокси-сервер, находящийся во внешней сети, принимает трафик и далее создает TCP-сессию уже от своего имени до узла назначения. В случае если трафик передается в критичный сегмент, происходит обратный процесс. Как мы рассмотрели ранее (пример с syslog), при использовании UDP, прокси-сервер не требуются. Трафик прозрачно проходит через однонаправленный шлюз.

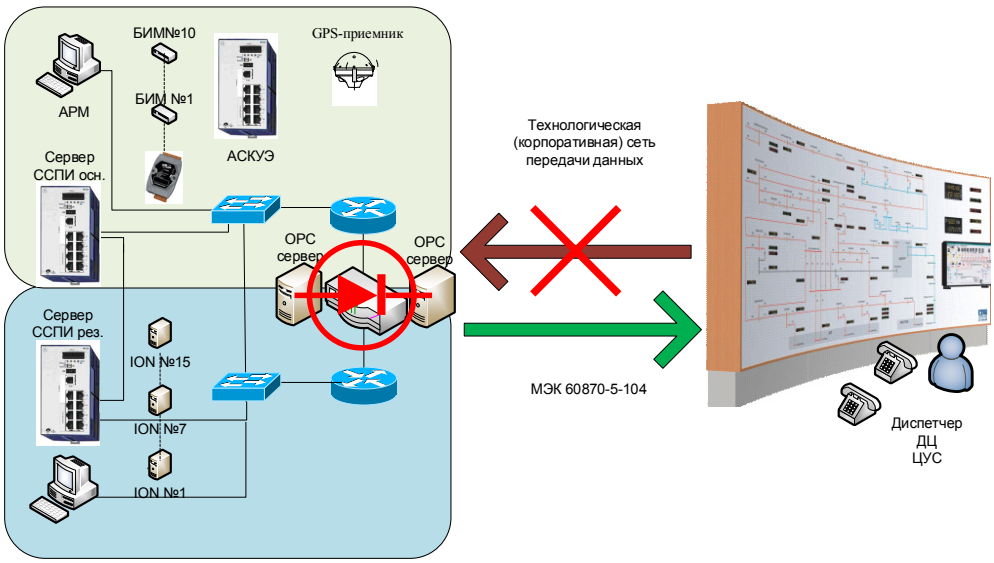


Рис. 3. Способ обмена информацией ДЦ/ЦУС с серверами АСУ ТП

Таким образом, применительно к решаемой задаче по получению данных телеметрии с АСУ ТП подстанции по IEC 60870-5-104, ОИК ДЦ или ЦУС не могут получить данные с сервера телемеханики напрямую. Для этого используется программное обеспечение (OPC UA сервер), которое опрашивает контроллеры АСУ ТП по протоколу IEC 60870-5-104 и используя механизм туннелирования протоколов в OPC UA делает возможной их передачу через ДД.

Как решения с однонаправленной передачей данных можно применить для осуществления дистанционного управления (ДУ) оборудованием АСУ ТП?

Функция ДУ предназначена для дистанционного управления оборудованием энергообъекта. Обмен командами ДУ выполняется по каналам приема телеметрической информации, организованным по протоколу ГОСТ Р МЭК 60870-5-104.

В процессе выполнения команды ДУ можно выделить следующие этапы:

– ***запрос на захват устройства*** – в первую очередь производится опрос захватываемого устройства на предмет его доступности, так как данное устройство может находиться под управлением иного пользователя;

– ***подтверждение захвата*** – ответ на запрос захвата, сообщающий о готовности установления связи и приема команд ТУ либо о невозможности захвата данного устройства;

– ***команда ТУ*** с указанием ее типа и состояния оборудования, в которое оно должно перейти;

– ***подтверждение выполнения команды*** – сообщение о выполнении или невыполнении команды ТУ.

В соответствии с Типовыми принципами ДУ, программный ключ (Ключ ДУ) реализованный в АСУ ТП передает права дистанционного управления из диспетчерского центра(ДЦ), центра управления сетями (ЦУС) или с АРМ оперативного персонала.

На схеме объекта отображается положение ключа ДУ, на котором присутствуют пиктограммы центров с которых выполняется ДУ.

Рис. 4. Отображение Ключа ДУ на схеме объекта

Используя логику ключа ДУ, настраивается подключение однонаправленной передачи в сторону АСУ ТП с объекта «захватившего» управление на время выполнения переключения.

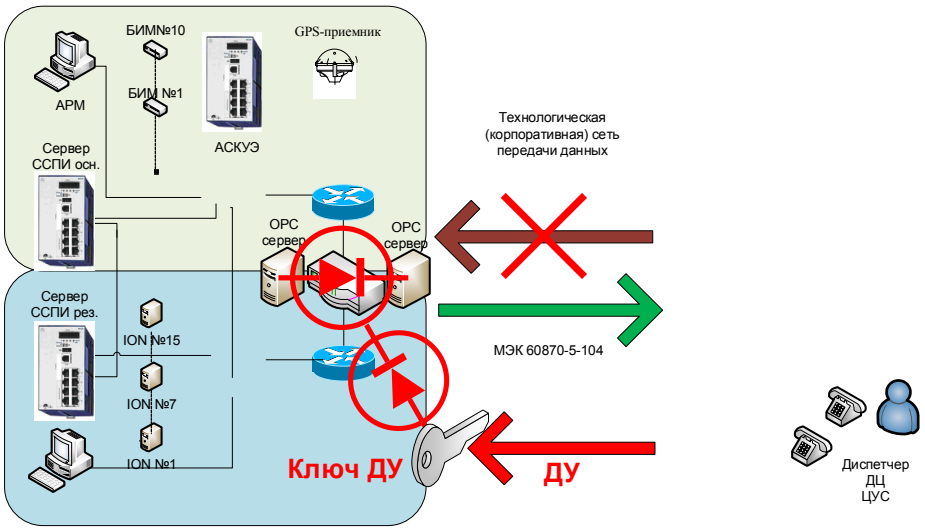


Рис. 5. Способ ДУ серверами АСУ ТП

Отдельно необходимо упомянуть о появлении российских производителей, сертифицированных ФСТЭК России на соответствие требованиям технических условий и руководящего документа «Защита от несанкционированного доступа к информации. Часть 1. Программное обеспечение средств защиты информации. Классификация по уровню контроля недекларированных возможностей». Это позволяет применять ДД на предприятиях совершенно разных отраслей для защиты конфиденциальной информации в том числе на системах АСУ ТП до первого класса (КИИ) включительно.

Литература

1. Правила технологического функционирования электроэнергетических систем, утвержденные постановлением Правительства РФ от 13.08.2019 № 937.

2. ГОСТ Р МЭК 60870-5-104-2004 «Устройства и системы телемеханики. Часть 5. Протоколы передачи. Раздел 104. Доступ к сети для ГОСТ Р МЭК 60870-5-101 с использованием стандартных транспортных профилей».

3. Типовые технические требования к ПТК АСУ ТП подстанций, микропроцессорным устройствам РЗА, обмену технологической информацией для осуществления функций дистанционного управления оборудованием и устройствами РЗА подстанций из диспетчерских центров АО «СО ЕЭС», центров управления сетями сетевых организаций и порядок внедрения дистанционного управления.

4. Федеральный закон № 187 от 26 июля 2017 г. «О безопасности критической информационной инфраструктуры Российской Федерации»

5. Приказ ФСТЭК России от 14.03.2014 N 31 (ред. от 09.08.2018) «Об утверждении Требований к обеспечению защиты информации в автоматизированных системах управления производственными и технологическими процессами на критически важных объектах, потенциально опасных объектах, а также объектах, представляющих повышенную опасность для жизни и здоровья людей и для окружающей природной среды».

Научное издание

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА В НАЦИОНАЛЬНЫХ ПРОЕКТАХ

Под редакцией проф. Н.Д. Рогалева

Редактор Д.Р. Чернова
Компьютерная верстка З.Х. Айнетдиновой

Подписано в печать	15.11.2020.	Печать офсетная	Формат 70×100/16
Усл.печ. л. 21,5	Тираж 250	Изд. № 20н-041	Заказ

Оригинал-макет подготовлен в РИО НИУ «МЭИ».
111250, г. Москва, ул. Красноказарменная, д. 14.
Отпечатано в типографии НИУ «МЭИ».
111250, г. Москва, ул. Красноказарменная, д. 13.