

50 Ггерц

www.so-ups.ru

АО «Системный оператор Единой энергетической системы»

№ 4 (32)
Декабрь, 2018 г.

В номере:

Тема номера

Энергетика в тренде

стр. 4

С Днем энергетика!

Доска почета 2018

стр. 12

Мастер-класс

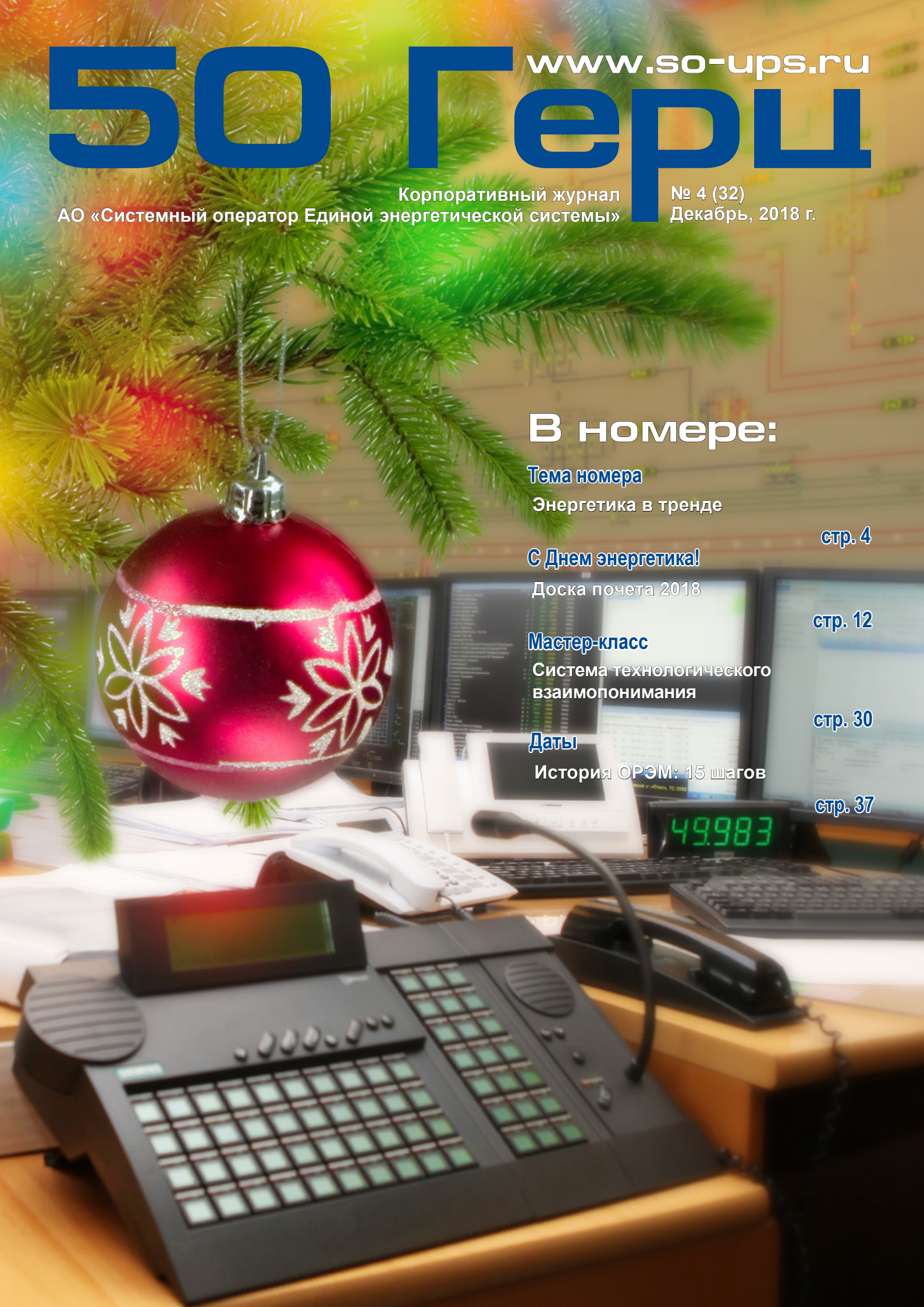
Система технологического
взаимопонимания

стр. 30

Даты

История ОРЭМ: 15 шагов

стр. 37



На обложке



Содержание:

С Днем энергетика!	3
Тема номера	
Энергетика в тренде	4
С днем энергетика!	
Доска почета – 2018	12
Награда за надежность	
Балтийский «остров»	24
Мастер-класс	
Система технологического взаимопонимания	30
Даты	
История ОРЭМ: 15 шагов	37
Портрет региона. Иркутское РДУ	
Иркутск – середина земли	48
Новые лица	
Виктор Крицкий: «Со временем роль НТЦ ЕЭС в цифровизации отрасли будет только возрастать»	59
Люди-легенды	
Леонтий Корягин: «В наших руках и великая сила, и большая ответственность»	68
Ура, каникулы!	
Как Новый год встретишь, так его и проведешь...	78

Над номером работали:

Дмитрий Батарин	Андрей Сермавбрин
Андрей Берсенин	Мария Парфенова
Евгений Рябовол	Лариса Кошкина
Юлия Толкачева	Сергей Хорольский
Юрий Беляев	Евгения Усенко
Анна Хяккинен	Ольга Зенина

Благодарим за помощь в подготовке номера:

Сергея Павлушко	Максима Кулешова
Сергея Кушнира	Дениса Пилиеникса
Юрия Вишневого	Игоря Тупицина
Ольгу Лонщакову	Евгения Сацука
Глеба Лигачева	Максима Никитина
Андрея Катаева	Владимира Дьячкова
Алексея Архипова	Романа Богомолова
	Николая Беляева



Уважаемые коллеги!

Поздравляю вас с профессиональным праздником – Днем энергетика!

Электроэнергетика объединяет десятки тысяч специалистов различных профессий. Особый вклад в обеспечение надежного функционирования энергосистемы страны как единого и слаженного механизма вносят сотрудники Системного оператора. Все ключевые отраслевые процессы – ввод энергообъектов и проведение ремонтных кампаний, разработка мероприятий по предотвращению аварий и внедрение инновационных разработок, обеспечение работы рынков и реализация проектов по цифровизации – основываются на опыте, профессионализме и компетентности специалистов АО «СО ЕЭС».

Системный оператор вносит значительный вклад в выработку оптимальных решений по ключевым вопросам функционирования и развития энергосистемы, участвуя в рассмотрении и обсуждении важнейших отраслевых задач. Налаженное взаимодействие компании с ведущими мировыми научными и отраслевыми ассоциациями позволяет обмениваться передовым опытом при выборе технических решений, укреплять и развивать международное

сотрудничество России в сфере электроэнергетики.

В день профессионального праздника я благодарю сотрудников компании за добросовестный и напряженный труд! Примите искренние пожелания успехов в работе, энергии и настойчивости в решении стоящих перед вами задач, достижения намеченных целей и удачи во всех начинаниях!

**Министр энергетики Российской Федерации
-Александр Новак**

Уважаемые коллеги!

Примите поздравления с Днем энергетика!

Этот праздник объединяет людей, искренне преданных одной из самых созидательных профессий, уникальных специалистов, чьим призванием стало обеспечение стабильного функционирования и развития важнейшей системообразующей отрасли российской экономики. От профессионализма, компетентности, знаний и навыков работников энергетической отрасли во многом зависит укрепление индустриального потенциала страны, комфортная жизнь и благополучие ее граждан.

Специалисты Системного оператора находятся на переднем крае отечественной энергетики, обеспечивая надежное управление электроэнергетическим режимом ЕЭС России, слаженную работу множества входящих в ее состав энергообъектов. Сочетание лучших профессиональных традиций со стремлением к постоянному обновлению и развитию, опора на опыт предшественников и использование передовых технологий помогают коллективу нашей компании год за годом успешно решать масштабные задачи, достойно отвечать на любые вызовы.

В день праздника российских энергетиков искренне желаем вам дальнейших успехов в работе на благо оперативно-диспетчерского управления ЕЭС России, новых достижений и ярких профессиональных побед! Пусть энергия, упорство и настойчивость помогают добиваться намеченных целей, знания и опыт остаются опорой в решении ежедневных задач, а ваши преданность делу и исключительная самоотдача и впредь служат залогом надежной работы Единой энергосистемы страны! Крепкого здоровья, счастья, благополучия и удачи во всем, дорогие друзья!



**Председатель Совета директоров АО «СО ЕЭС»
Евгений Школов**

**Председатель Правления АО «СО ЕЭС»
Борис Аюев**



ЭНЕРГЕТИКА В ТРЕНДЕ

Подходит к завершению 2018 год, претендующий на звание года новых энергетических трендов. Цифровизация электроэнергетики, запуск программы модернизации тепловой генерации, старт разработки актуальной нормативно-технологической базы по вопросам надежности энергосистемы, шаг в новую жизнь энергосистем Крыма и Калининграда – все эти события будут определять облик российской электроэнергетики в ближайшие годы и даже десятилетия. И во всех этих процессах коллектив Системного оператора принимает самое непосредственное участие.

Долгожданное завершение начало

Начать обзор итогов года следует со знакового для Системного оператора события, которому предшествовали годы кропотливой и упорной работы специалистов компании. Постановлением Правительства РФ от 13.08.2018 № 937 утверждены Правила технологического функционирования электроэнергетических систем.

История разработки, обсуждения в отраслевом сообществе и принятия государством этого документа фактически началась вскоре после завершения реструктуризации электроэнергетики, когда в полную силу заработали рыночные механизмы. В условиях кардинально изменившихся взаимоотношений между субъектами электроэнергетики наиболее остро обозначились пробелы в нормативно-техническом регулировании, в частности – отсутствие документов, устанавливающих технологическую целостность Единой энергосистемы России и обеспечивающих ее устойчивое функционирование. По поручению Министерства энергетики для целей актуализации нормативной базы Системный оператор сформировал экспертную рабочую группу из руководителей и сотрудников подразделений технологического блока. В нее также вошли представители министерства, крупнейших энергетических компаний, проектных и научно-исследовательских организаций. Этот коллектив профессионалов и разработал проект единого общеобязательного документа, содержащего системные требования к энергосистеме и функционированию в ее составе объектов электроэнергетики, энергопринимающих установок, их оборудования и устройств. А также требования к планированию развития энергосистем, к организации и осуществлению оперативно-диспетчерского и оперативно-технологического управления и многим другим важнейшим аспектам надежной и безопасной работы ЕЭС России.

Однако путь утверждения документа оказался долог и тернист. Рабочей группе Системного оператора пришлось приложить немалые усилия, чтобы документ прошел многократные процедуры отраслевых обсуждений, переработок и пересогласований. В отрасли нашлись силы, оказавшие противодействие, не заинтересованные в наличии единых общеобязательных правил. Но в конце концов благодаря совместным усилиям Минэнерго и Системного оператора документ был принят. Впервые в новейшей исто-

В 2018 году награды Министерства энергетики России – медали «За заслуги в развитии топливно-энергетического комплекса» I степени, звания «Почетный работник ТЭК» и «Почетный энергетик», грамоты и благодарности – получили 68 работников АО «СО ЕЭС». Звание «Заслуженный энергетик СНГ» присвоено пяти сотрудникам. Наградами, званиями, грамотами и благодарностями Системного оператора отмечены 304 специалиста исполнительного аппарата и филиалов.

рии отечественной электроэнергетики полноценно и всеобъемлюще сформулированы правила функционирования электроэнергетической системы как единого технологического комплекса, включая описание ее структуры и характеристик, электроэнергетических режимов, требований к устойчивости, надежности и живучести энергосистемы, к релейной защите и автоматике, информационно-технологической инфраструктуре.

Правила учитывают современные достижения науки, энергетической и электротехнической промышленности и технологий, вводят требования к новым типам оборудования и регламентируют их работу в составе энергосистемы. А также содержат новые технические и организационные нормы, разработанные с учетом сложившейся практики ликвидации крупных аварий, анализа опыта функционирования ЕЭС России, изменений принципов взаимоотношений между субъектами электроэнергетики в последнее десятилетие и необходимости решения стоящих перед отраслью актуальных задач.

ПТФ ЭЭС – это, по сути, «фундаментальный» документ, создающий базу для современной нормативной конструкции, регламентирующей обеспечение надежной работы ЕЭС России. На этом фундаменте предстоит возвести стройное и прочное здание: в концепцию документа заложена дальнейшая работа по корректировке существующего массива нормативно-технической документации. На первом этапе требуется разработать и утвердить 35 нормативных актов. Эта работа ведется под руководством Минэнерго и с самым непосредственным участием специалистов Системного оператора. Пять документов уже разработаны и утверждены. Это Правила переключений в электроустановках, Правила

ПТФ ЭЭС – это, по сути, «фундаментальный» документ, который еще предстоит наполнить деталями и подробностями

35

нормативных актов предстоит разработать

По итогам 2018 года ожидается ввод в работу генерирующего оборудования на электростанциях ЕЭС России суммарной установленной мощностью более 4,5 ГВт.

Наиболее крупные вводы генерирующих объектов:

- энергоблок ВВЭР-1200 1198,8 МВт на Ленинградской АЭС;
- энергоблок ВВЭР-1000 1030,3 МВт на Ростовской АЭС;
- 2 энергоблока ПГУ по 118 МВт каждый на Казанской ТЭЦ-1;
- 2 энергоблока ПГУ по 198,1 МВт и 220 МВт на Затонской ТЭЦ;
- 3 энергоблока ПГУ 113,2 МВт, 113,8 и 113,5 МВт на Прегольской ТЭС;
- энергоблок ПГУ 249,56 МВт на Балаклавской ТЭС;
- энергоблок ПГУ 249,56 МВт на Таврической ТЭС.

В течение года рассмотрены заявления на вывод из эксплуатации в отношении 31 единицы генерирующего оборудования суммарным объемом 3554 МВт, подготовлены и направлены заключения о возможности вывода из эксплуатации в Минэнерго России и собственникам.

предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем и объектов электроэнергетики, Методические указания по устойчивости энергосистем, Методические указания по определению объемов и размещению резервов активной мощности в Единой энергетической системе России при краткосрочном планировании электроэнергетического режима, а также изменения в Правила разработки и применения графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и использования противоаварийной автоматики.

С вступлением в силу ПТФ ЭЭС и началом разработки нормативных актов, конкретизирующих и детализирующих базовые общеобязательные требования, в отрасли наконец началась долгожданная ликвидация многолетнего нормативного пробела, возникшего в постсоветское время и усугубившегося с переходом электроэнергетики на рыночные рельсы. Системный оператор играет ключевую роль в этом процессе, так как в силу своих функций, знаний и опыта, является единственным в отрасли центром компетенции по вопросам обеспечения технологической целостности Единой энергосистемы и соблюдения установленных параметров надежности ее работы.

При этом компания не оставляет и разработку национальных стандартов, дополняющих и детализирующих систему нормативных требований.

В 2018 утверждено восемь национальных стандартов ГОСТ Р, разработанных специалистами АО «СО ЕЭС» в рамках технического комитета по стандартизации ТК 016 «Электроэнергетика». В их числе ГОСТ Р 58058–2018 по устойчивости энергосистем, ГОСТ Р 58057–2018 по планированию развития энергосистем, ГОСТ Р 58085–2018 по правилам ликвидации нарушений нормального режима, предварительный национальный стандарт ПНСТ 304–2018 по балансовой надежности энергосистем, ГОСТ Р 55608–2018 по переключениям в электроустановках.

Развивается и система добровольной сертификации (СДС) АО «СО ЕЭС», дополняющая национальные стандарты и направленная на оценку соответствия требованиям стандартов оборудования объектов электроэнергетики, устройств и алгоритмов РЗА. В этом году расширен состав объектов сертификации с включением в перечень устройств автоматики ограничения перегрузки оборудования и концентраторов синхронизированных векторных данных. Осуществлен допуск к работе в СДС двух новых органов по добровольной сертификации, в том числе, в части сертификации устройств синхронизированных векторных измерений, внедрение которых является одним из перспективных направлений цифровизации электроэнергетики.

Шаг в будущее

2018 год с точки зрения летосчисления никакой не особенный. Не граница десятилетия, не круглая дата. Но, похоже, именно он останется в истории электроэнергетики как переломный – год перехода количественных изменений в качественные. Ведь именно 2018-й можно считать годом старта важнейших энергетических тенденций. Таких, как кардинальное обновление тепловой генерации, цифровизация электроэнергетики, вовлечение возобновляемых источников энергии в процесс управления энергосистемой, привлечение розничных потребителей к активному участию в регулировании спроса на электроэнергию.

В апреле 2018 года Президенту страны была представлена разработанная по его поручению программа модернизации устаревшей тепловой генерации. Выработка механизма привлечения инвестиций в модернизацию объектов генерации тепловой электроэнергетики – вопрос не праздный.

Системный оператор является единственным в отрасли центром компетенции по вопросам обеспечения надежности энергосистемы

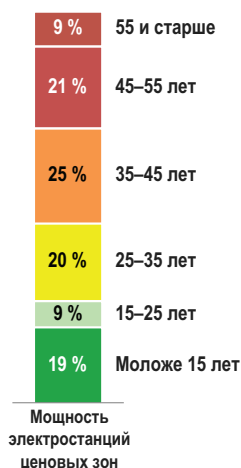


Рис.1. Возрастная структура генерирующих мощностей

30 % генерирующих мощностей в ценовых зонах ЕЭС России построены более 45 лет назад (рис. 1). Разработанный при непосредственном участии специалистов Системного оператора набор инструментов включает опробованные на рынке мощности элементы механизма ДПМ и конкурентных отборов и, согласно расчетам, поможет отрасли ответить на один из важнейших технологических вызовов, стоящих сейчас не только перед российскими энергетиками, но и перед энергетиками многих развитых стран мира.

До 2031 года планируется провести глубокую модернизацию порядка 40 ГВт тепловой генерации, проекты будут отбираться на конкурентной основе, к отбору допускается лишь высоко востребованное, исчерпавшее парковый ресурс оборудование. Проекты модернизации будут отбираться по критерию наименьшего коэффициента эффективности – расчетного показателя, отражающего ожидаемую так называемую «одноставочную» цену на электроэнергию для покупателей оптового рынка в 16-летний период окупаемости проекта. Первый конкурентный отбор на 2022–2024 годы состоится уже в начале наступающего года. Еще 100 ГВт мощности тепловой генерации получат средства для неглубокой, так называемой «легкой» модернизации за счет постепенного повышения цены на мощность, поставляемую в рамках механизма КОМ на рынке мощности.

Для того, чтобы эта масштабная программа заработала, специалисты Системного оператора осуществили целый комплекс организаци-

онно-технических мероприятий. Разработаны методологические подходы по определению допустимых объемов вывода оборудования из работы на период модернизации на территориях выделенных энергорайонов и энергосистем. В соответствии с этой методикой проведены расчеты допустимых объемов вывода до 2024 года включительно. Написаны регламенты оптового рынка, разработан и внедрен в промышленную эксплуатацию программно-аппаратный комплекс «Сайт конкурентного отбора мощности», обеспечивающий прием ценовых заявок, проведен имитационный отбор проектов модернизации, результаты которого послужили основой для разрабатываемой Минэнерго программы модернизации. АО «СО ЕЭС» будет также обеспечивать технологическое сопровождение программы – проводить конкурентные отборы проектов, перечень которых в дальнейшем будет утвержден правительством.

От «болевых точек» к регионам активного роста

В уходящем году как никогда близким стало решение проблем двух регионов страны, чьи энергосистемы в последние годы являлись предметом пристального внимания и отраслевого регулятора, и Системного оператора.

В Крыму при непосредственном участии специалистов компании введены в работу первые энергоблоки на Балаклавской и Таврической ТЭС по 249,56 МВт каждый. Включена воздушная линия 330 кВ Севастополь – Западно-Крымская с последующим выполнением заходов на Балаклавскую ТЭС и образованием ВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Севастополь № 2 и ВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Западно-Крымская, а также ЛЭП 330 кВ, обеспечивающие выдачу мощности Таврической ТЭС. В ОЭС Юга на «материковой части» построена и введена в работу ВЛ 500 кВ Ростовская – Тамань – завершающий элемент энергомоста «ОЭС Юга – Крымская энергосистема». Сейчас в состоянии высокой готовности к пуску находятся вторые энергоблоки на Балаклавской и Таврической ТЭС. Все ближе к завершению реализация комплекса мер, предусмотренных федеральной целевой программой по развитию электроэнергетики Крыма и Севастополя, включающей строительство как генерации, так и электросетевой инфраструктуры.



На Таврической ТЭС введены в работу первые энергоблоки

Второй регион пристального внимания – Калининградская энергосистема. С начала 2018 года здесь работают новые Маяковская и Талаховская ТЭС установленной мощностью 157 и 159 МВт соответственно. Обе оснащены аварийными дизельными электростанциями, позволяющими восстановить работу основного генерирующего оборудования с «нуля» при полном прекращении электроснабжения собственных нужд станций и невозможности подачи напряжения от энергосистемы. С сентября 2018 года последовательно введены в работу три энергоблока Прегольской ТЭС по 113 МВт каждый и открытое распределительное устройство 330 кВ. Электростанция оснащена локальной автоматикой предотвращения нарушений устойчивости, работающей «в интересах» всей энергосистемы – она обеспечивает автоматическое предотвращение нарушения устойчивости генерирующего оборудования, ограничение перегрузки электросетевого оборудования в случае аварийных отключений, а также ограничение снижения частоты в энергосистеме в случае ее аварийного отделения от ЕЭС России. Введены линии 330 кВ, обеспечивающие выдачу мощности Прегольской ТЭС. Модернизирован существующий комплекс противоаварийной автоматики на Калининградской ТЭЦ-2. Рассмотрение проектной и рабочей документации, разработка

программ ввода нового оборудования станций, работа с органами исполнительной власти Калининградской области на площадке регионального штаба по безопасности электроснабжения, проведение сложных натурных испытаний нового генерирующего оборудования, а также внедрение новой системы противоаварийного управления в энергосистеме, – все это стало предметом каждодневной и кропотливой работы специалистов Системного оператора в сотрудничестве с АО «Интер РАО – Электрогенерация» и АО «Янтарьэнерго». По итогам 2018 года именно «Интер РАО – Электрогенерация» удостоено высокой отраслевой награды «За значительный вклад в обеспечение надежности режимов ЕЭС России» (об этом читайте на стр. 24).

В период проведения комплексного опробования и многочисленных испытаний генерирующего оборудования станций взаимодействие персонала Системного оператора с коллегами-станционщиками было предельно интенсивным. Многочасовые испытания проводились вне зависимости от времени суток и дней недели, все это время на станциях постоянно находились представители Филиала АО «СО ЕЭС» Балтийское РДУ.

Реализация этих мер позволяет обеспечить надежное функционирование энергосистемы Калининградской области в случае ее отделения от ЕЭС России.

В 2018 году обеспечен ввод в эксплуатацию 53 ЛЭП (включая заходы и отпайки) класса напряжения 220–750 кВ и 28 автотрансформаторов 220–500 кВ, в том числе:

ВЛ 750 кВ Белозерская – Ленинградская;
ВЛ 500 кВ Ростовская – Тамань;
ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Ростовская;
ВЛ 500 кВ Иртыш – Tobol;
ВЛ 500 кВ Демьянская – Tobol;
ВЛ 330 кВ Таврическая ТЭС – Джанкой;
ВЛ 330 кВ Таврическая ТЭС – Симферопольская;
ВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Севастополь № 1;
ВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Севастополь № 2;
ВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Западно-Крымская;
ВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Симферопольская;
ВЛ 330 кВ Прегольская ТЭС – О-1 Центральная;
ВЛ 330 кВ Прегольская ТЭС – Советск-330;
ВЛ 330 кВ Псков – Лужская;
ОРУ 500 кВ №1 переключательного пункта 500 кВ Tobol;
АТ-3 500/220 кВ на ПС 500 кВ Тамань.

Собственным примером

Одно из ярких событий уходящего года – запуск процесса цифровой трансформации отрасли. Ведомственная программа «Цифровая трансформация электроэнергетики России», паспорт которой утвержден Минэнерго России в марте, уже постепенно начала наполняться идеями конкретных проектов. Между тем, профессиональному сообществу и отраслевому регулятору еще предстоит определить как критерии эффективности самих цифровизационных процессов, так и принципы отбора проектов – общественное обсуждение на эту тему велось весь год на всех возможных дискуссионных площадках.

Цифровизация сопутствует истории оперативно-диспетчерского управления уже добрые полвека. Ведь разработанные в 1960-х годах первые решения по автоматизации противоаварийной автоматики в Единой энергосистеме с применением ЭВМ – это и есть цифровизация

Внедрение современных цифровых технологий повлечет за собой глобальное изменение всей связанной с энергетикой производственной экосистемы

в самом современном смысле этого слова. Поэтому Системный оператор, имеющий большой опыт цифровизации, приветствует намерение российских энергетических компаний сделать шаг следом за ним в цифровое будущее и занимает в этой дискуссии открытую и понятную позицию. Во-первых, понятие «цифровизация» не равно понятию «автоматизация». Цифровизация означает приход в энергетику принципиально новых способов взаимодействия между участниками, изменение бизнес-процессов и моделей управления, производственных цепочек, процедур планирования и логистики, повышение эффективности использования ограниченных ресурсов. И все это – на базе новейших технологий, связанных с анализом больших объемов данных, их достоверизацией, недоступными ранее технологиями прогнозирования «поведения» технологически сложных систем и управления такими системами.

Во-вторых, переход к использованию компьютеризованных интеллектуальных систем потребует ощутимых затрат. Поэтому прежде всего необходимо определиться, какие задачи предполагается решить, насколько актуальны эти задачи, возможно ли решить их в разумные сроки, а также выполнение каких иных целей придется отложить из-за имеющихся в отрасли ресурсных, прежде всего финансовых, огра-

В 2018 году приняты в промышленную эксплуатацию программные средства для задач перспективного развития ЕЭС, краткосрочного и долгосрочного планирования:

- модифицированная программа для электронных вычислительных машин: «Автоматизированная система информационного обеспечения перспективного развития электроэнергетики» (АС ОПЕРА);
- модифицированная автоматизированная система сбора, обработки, хранения и контроля метеоданных (АС «Метео»).

ничений. Важно понимать, что цифровизация не самоцель, а лишь средство выполнения задач, и она не должна проводиться формально путем распространения средств автоматизации или интеллектуальных систем учета. Наоборот, цифровая трансформация должна создать технологическую среду, качественно улучшающую ключевые показатели работы отрасли.

В-третьих, стратегия цифровизации должна включать в себя синхронизацию проектов. Для достижения синергетического эффекта они должны учитывать возможности отечественных производителей и логично дополнять друг друга. Только так внедрение современных цифровых технологий повлечет за собой глобальное изменение всей связанной с энергетикой производственной экосистемы – станет драйвером роста для смежных отраслей, таких как ИТ, микроэлектроника, связь.

Цифровизация, основанная на таких принципах, способна стать реальной. Она имеет все основания для того, чтобы качественно изменить процессы, связанные с производством, передачей и распределением электроэнергии, улучшить качество оперативно-диспетчерского управления и в итоге решить ключевую задачу – стимулировать развитие экономики без повышения затрат на эксплуатацию основного энергетического оборудования.

Системный оператор доносит эти идеи до энергетического сообщества не только словами, но и делами. Все «цифровые» проекты, реализуемые компанией, отвечают критериям реальной цифровизации.



При управлении работой ПС 330 кВ Василеостровская специалисты ОДУ Северо-Запада и Ленинградского РДУ применяют автоматизированную систему производства переключений по выводу из работы и вводу в работу ЛЭП и оборудования с использованием телеуправления, которая была введена в промышленную эксплуатацию в 2018 году

К примеру, в 2018 году в филиалах ОДУ Средней Волги, ОДУ Северо-Запада, Ленинградское РДУ, РДУ Татарстана и Кубанское РДУ введена в промышленную эксплуатацию автоматизированная система производства переключений по выводу из работы и вводу в работу ЛЭП и оборудования с использованием телеуправления (АПП). Автоматизированное дистанционное управление порождает новые качества оперативно-диспетчерского управления энергосистемой, кардинально ускоряя один из деловых процессов – оперативные переключения в электроустановках. Это уже почувствовали на себе и диспетчеры, и субъекты электроэнергетики, и потребители в Татарстане, Краснодарском крае, Санкт-Петербурге, где такая технология используется на действующих подстанциях. Применение дистанционного управления повышает надежность работы ЕЭС России и качество управления ее электроэнергетическим режимом за счет сокращения времени производства оперативных переключений, повышения скорости реализации управляющих воздействий по изменению топологии электрической сети, минимизации «человеческого фактора». А также имеет экономический эффект: сокращение периодов отклонения режима работы электростанций от планового диспетчерского графика для выполнения режимных мероприятий на время производства переключений, а также уменьшение общего времени отключения ЛЭП и электросетевого

оборудования для производства ремонтных работ, что, в свою очередь, снижает суммарные затраты потребителей электрической энергии.

Сейчас Системный оператор ведет активное расширение сферы использования телеуправления. В этом году совместно с ПАО «РусГидро» разработан план внедрения системы доведения плановых графиков из диспетчерских центров Системного оператора до ГЭС на 2019 год по каналам АРЧМ. В качестве пилотных объектов для внедрения системы и проведения испытаний были выбраны Волжская, Саратовская, Чиркейская и Камская ГЭС. План на 2019 год предусматривает подключение еще 13 ГЭС в операционных зонах пяти РДУ.

Исследуются возможности применения новой технологии в сфере солнечной генерации. В сентябре ОДУ Урала и Башкирское РДУ совместно с группой компаний «Хевел» впервые в ЕЭС России успешно провели испытания дистанционного управления режимами работы Бурибаевской солнечной электростанции из диспетчерского центра Башкирского РДУ. Испытания показали возможность дистанционного управления мощностью электростанции, что позволяет отказаться от постоянного присутствия оперативного персонала на объекте. Полученный опыт позволяет распространить использованные технические и организационные решения для реализации телеуправления режимами работы других электростанций, работающих на возобновляемых источниках энергии.

В 2018 году приняты в промышленную эксплуатацию программные средства для расчета режимов:

- модернизированная версия программного обеспечения «Автоматизированная информационная система «Energys СОДП» (СОДП);
- модернизированная версия программного обеспечения «Расчет допустимых перетоков по сечениям различного оперативного подчинения и межуровневого обмена результатами расчетов для целей балансирующего рынка» (СОДП БР);

и поддержки торговых процедур оптового рынка электроэнергии:

- программа для электронных вычислительных машин «Сайт „Конкурентный отбор мощности“»;
- программа для электронных вычислительных машин «Определение показателей готовности генерирующего оборудования к участию в регулировании» (Готовность к регулированию);
- модернизированная версия программно-аппаратного комплекса «Выбор состава включенного генерирующего оборудования» (ВСВГО);
- модернизированная версия программно-аппаратного комплекса для обеспечения расчетов целевого рынка мощности (ЦРМ);
- модернизированная версия программного обеспечения актуализации расчетной модели «Барс-3».

Технологии – наше все

Развитие технологий автоматизированного управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России – один из основных приоритетов технической политики Системного оператора. И все, что делается на этом направлении в последние годы, так же, как и дистанционное управление, полностью вписывается в концепцию цифровизации электроэнергетики.

Система мониторинга запасов устойчивости, разработка и внедрение которой на контролируемых сечениях ведется уже несколько лет, в этом году перешла на новую ступень развития. В ОДУ Сибири СМЗУ теперь используется не только для управления электроэнергетическим режимом энергосистемы, но и в процессе актуализации расчетной модели второй ценовой зоны оптового рынка – для проведения расчетов на рынке на сутки вперед и балансирующем рынке. Это первый в ЕЭС России опыт использования СМЗУ для актуализации расчетной модели оптового рынка, который планируется распространить на другие объединенные энергосистемы. Функцией СМЗУ является расчет величины максимально допустимого перетока мощности в режиме реального времени, что позволяет учитывать текущие изменения схемно-режимной ситуации в энергосистеме и тем самым дает дополнительные возможности по использованию пропускной

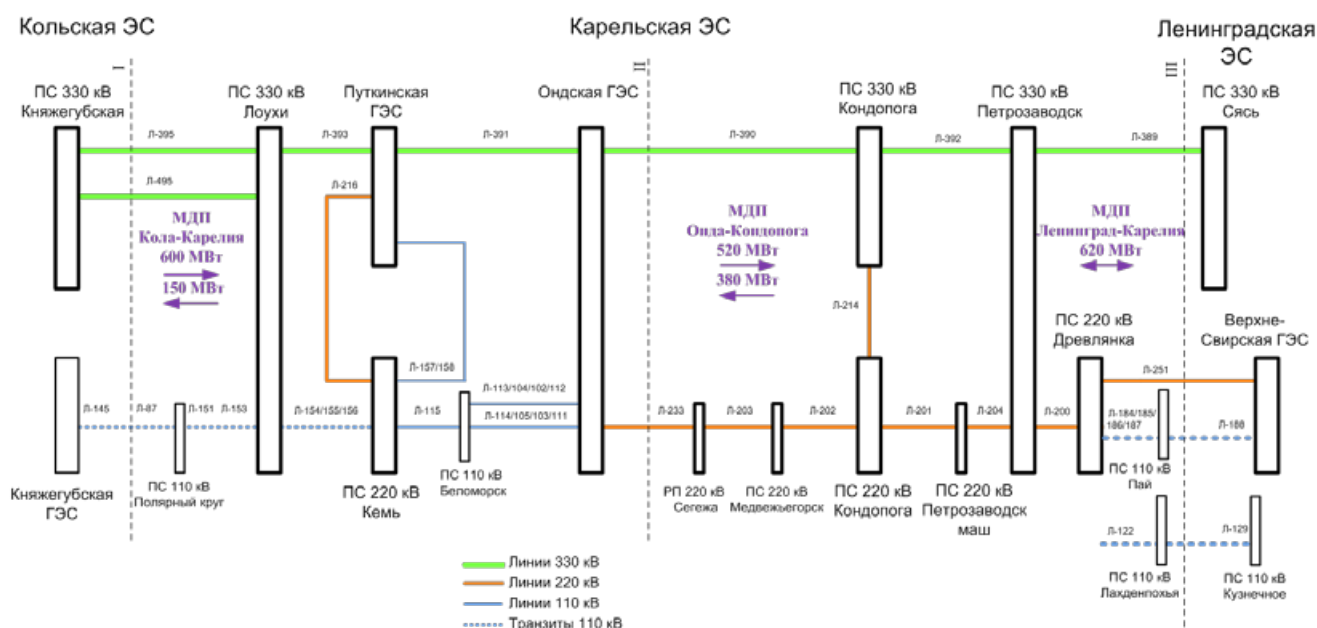
способности сети без снижения уровня надежности энергосистемы. Использование данных СМЗУ в рыночных технологиях дает дополнительные возможности по оптимизации загрузки генерирующих мощностей на оптовом рынке электроэнергии, позволяя загружать наиболее эффективную генерацию в ценовой зоне.

В настоящее время в ОЭС Сибири СМЗУ используется уже на шести контролируемых сечениях, что позволяет наиболее полно использовать высокоэффективную генерацию. Кроме того, СМЗУ работает на двух сечениях ОДУ Юга, трех сечениях ОДУ Северо-Запада и двух сечениях Кольского РДУ. В опытную эксплуатацию в 2018 году введены СМЗУ в Крымской энергосистеме с контролем сечений «ОЭС Юга – Крым» и «ОЭС Юга – Крым 2», в ОЭС Урала с контролем сечений «АПНУ Калино» и «79», в Тюменской энергосистеме с контролем сечений «ОЭС Урала – энергосистема Тюменской области» и «Север» и в ОЭС Востока с контролем сечений «Переход через реку Амур» и «Хабаровскэнерго – Приморская ГРЭС».

Еще один цифровой проект в оперативном-диспетчерском управлении, начало которому было положено еще в далеких 1960-х годах – централизованные системы противоаварийной автоматики, позволяющие сохранить устойчивость энергосистемы при возникновении в ней аварийных ситуаций. Этот программно-аппаратный комплекс в реальном времени осуществ-

В настоящее время в ОЭС Сибири СМЗУ используется уже на шести контролируемых сечениях

Внедрение ПК СМЗУ на транзите Кольская ЭС – Карельская ЭС – Ленинградская ЭС



В 2018 году завершена фаза опытной эксплуатации проекта интеграции с ТАС ряда программных продуктов

влетает расчет и изменение уставок (параметров настройки) установленных на объектах электроэнергетики устройств противоаварийной автоматики в соответствии с текущим электроэнергетическим режимом работы энергосистемы. Сейчас Системный оператор развивает ЦСПА уже третьего поколения. Они обладают расширенным функционалом, включающим более совершенный алгоритм расчета статической устойчивости энергосистемы, алгоритм выбора управляющих воздействий по условиям обеспечения не только статической, как в предыдущих поколениях, но и динамической устойчивости, а также новый алгоритм оценки состояния электроэнергетического режима.

В 2018 году введены в промышленную эксплуатацию ЦСПА в ОЭС Северо-Запада с низовым устройством на ПС 750 кВ Ленинградская, в ОЭС Юга с низовыми устройствами на Ставропольской ГРЭС и подстанциях 500 кВ Тихорецк, Шахты и 330 кВ Чирюрт, в ОЭС Средней Волги с низовыми устройствами на Жигулевской ГЭС, Балаковской АЭС, Заинской ГРЭС, а также в Тюменской энергосистеме с низовым устройством на Сургутской ГРЭС-2.

Кто владеет информацией...

Развитие информационных технологий и связи постоянно находится в фокусе внимания Системного оператора.

С 2016 года Системный оператор использует для выполнения своих основных функций трехуровневую автоматизированную систему формирования физических и эквивалентных моделей (ТАС). Запуск ТАС, которая базируется на широко используемой в мировой электроэнергетике концепции Общей информационной модели (Common Information Model – CIM), описанной в стандартах Международной электротехнической комиссии МЭК 61970 и МЭК 61968, помог унифицировать, систематизировать и упростить процесс подготовки расчетных моделей для расчета и оценивания электрических режимов (об этом читайте на стр. 30). В 2018 году завершена фаза опытной эксплуатации проекта интеграции с ТАС ряда программных продуктов: автоматизированной системы «Автоматизированная интеграционная платформа» (АИП), программного комплекса «Заявки» (ПК «Заявки»), программного обеспечения «Автоматизированная система формирования проектов годовых и месячных планов ремонтов оборудования и технического обслуживания устройств РЗА и СДТУ» (ПО «Ремонты») и программного комплекса «Автоматизированный перечень объектов диспетчеризации Системного оператора с фиксацией их технических характеристик» (ПК «Перечень»).

Продолжается централизация технологического программного обеспечения. С этого года формирование прогнозов электропотребления на всех этапах краткосрочного планирования режимов осуществляется с использованием единого программно-аппаратного комплекса «Иерархическая система прогнозирования электропотребления для краткосрочного планирования режимов 1-й синхронной зоны ЕЭС России».

В этом году завершён перевод информационного обмена всех диспетчерских центров к целевым схемам, предусмотренным ИТ-политикой компании. Завершение проекта означает использование современного протокола IССР, отказ от рокадных каналов связи между смежными РДУ одной операционной зоны ОДУ и переход к централизованным схемам организации связи, использование унифицированных коммуникационных процессоров СК-Проху для приема телеинформации с энергообъектов в стандартных протоколах. Также продолжен перевод каналов связи в диспетчерских центрах с устаревших унаследованных протоколов на протоколы



Жигулевская ГЭС

20

диспетчерских центров Системного оператора уже не используют информационный обмен по унаследованным протоколам

стандартов МЭК: сейчас уже в 20 диспетчерских центрах не используется информационный обмен по унаследованным протоколам. Проведенные для всего этого реновация и модернизация оборудования являются эволюционным переходом к использованию современных пакетных технологий коммутаций, как в сети связи Системного оператора, так и на стыке с сетями связи субъектов электроэнергетики.

Постоянная работа по повышению наблюдаемости ЕЭС России дает свои плоды. Увеличен объем используемой в главном диспетчерском центре телеинформации о параметрах работы объектов диспетчеризации до 36,5 тысячи телеизмерений и 33 тысяч телесигналов (в 2017 году – 35,4 тысячи телеизмерений и 31,3 тысячи телесигналов).

Для повышения надежности технологического информационного обмена между ЦКС АРЧМ ЕЭС и ЦС АРЧМ ОДУ осуществлен перевод в мультисервисную сеть связи Системного оператора, что защищает от аварий и сбоев в сетях операторов связи.

Уже несколько лет ведется большая работа по повышению уровня кибербезопасности технологических процессов. С июня отдел мониторинга событий информационной безопасности, созданный на базе филиала АО «СО ЕЭС»

ОДУ Средней Волги, работает в круглосуточном режиме. Сотрудники отдела в режиме on-line анализируют и обрабатывают события информационной безопасности, поступающие в Систему оперативного контроля со всех диспетчерских центров. В 2018 году в систему добавлены события со всех программных комплексов и информационных управляющих систем I и II категорий.

Развитие технологий управления спросом

Технологии управления спросом (Demand Response) в энергосистемах многих странах всерьез рассматриваются как значимая альтернатива строительству дополнительных генерирующих мощностей.

Первая в ЕЭС России программа управления спросом, получившая название ценозависимого снижения потребления электроэнергии, уже используется на уровне оптовых потребителей электроэнергии, и сейчас постепенно выходит на розничный рынок. Системный оператор выступает драйвером развития этой перспективной технологии.

В настоящее время специалисты АО «СО ЕЭС» работают в рамках Национальной технологической инициативы «Энерджинет» над продвижением разработанной ими концепции агрегаторов управления спросом на электроэнергию. Проект предусматривает создание специализированных организаций нового типа – агрегаторов управления спросом, обеспечивающих участие потребителей розничного рынка электроэнергии в ценозависимом снижении потребления и оказании услуг по обеспечению системной надежности. Активное присутствие розничных потребителей на оптовом рынке становится достижимым благодаря современным цифровым технологиям, позволяющим создавать новые сервисы и модели взаимодействия между потребителями, инфраструктурными организациями и другими участниками рынка. В 2018 году работа перешла на стадию разработки нормативной базы, позволяющей начать реализацию пилотных проектов.

Концепция получила и технологическое подтверждение. В 2018 году АО «СО ЕЭС» организовано три натурных эксперимента по изменению потребления. АО «СО ЕЭС» и ООО «ИНОВАТТ» провели натурный эксперимент по изменению потребления базовых станций сотовой связи,



АО «СО ЕЭС» совместно с АО ГК «Тион» провели эксперимент по управлению спросом на электроэнергию путем снижения потребления системы вентиляции здания Центра коллективного пользования, расположенного в Новосибирском Академпарке

подтвердивший возможность организации агрегированного участия в программах управления спросом в ЕЭС России территориально распределенных потребителей розничного рынка электроэнергии небольшой мощности. АО «СО ЕЭС» совместно с АО ГК «Тион» провели эксперимент по управлению спросом на электроэнергию путем снижения потребления системы вентиляции здания Центра коллективного пользования, расположенного в Новосибирском Академпарке. Целью данного эксперимента было подтверждение технологической возможности своевременного снижения потребления объекта управления спросом посредством передачи сигнала на управляющую электронику системы диспетчеризации здания и технического решения, позволяющего реализовать разгрузку с контролем и соблюдением параметров микроклимата в затронутых экспериментом помещениях ЦКП с использованием датчиков температуры и углекислого газа.

Успешное проведение натуральных экспериментов стало очередным шагом к реализации предусмотренных концепцией пилотных проектов, в ходе которых агрегаторы будут работать на рынке услуг по обеспечению системной надежности.

Взгляд в будущее

В 2018 году произошло знаковое событие для ЕЭС России. Точнее – для ее восточной

части. Правительством России принято решение об увеличении ОЭС Востока за счет Центрального и Западного районов Республики Саха (Якутия). В регионе уже работает Якутское РДУ, сотрудники которого в настоящее время готовятся к принятию функций оперативно-диспетчерского управления на территории Западного и Центрального энергорайонов электроэнергетической системы республики. Техническая часть готова. Проведенные в 2016 году Системным оператором натурные испытания по включению на параллельную синхронную работу Западного энергорайона Якутии с ОЭС Востока подтвердили возможность параллельной работы ранее изолированных энергорайонов республики в составе ОЭС Востока. Перевод функций оперативно-диспетчерского управления Якутской энергосистемой в Якутское РДУ запланирован на конец 2018-го – начало 2019 года.

В уходящем году завершился еще один большой проект развития электроэнергетики восточной части нашей страны – успешно завершились мероприятия по подготовке к внедрению технологии ВСВГО (выбор состава включенного генерирующего оборудования) в ОЭС Востока.

Этому событию предшествовала масштабная подготовительная работа, в которой было задействовано множество специалистов по всей стране. Напомним, что на территории ОЭС Востока не действуют рыночные механизмы определения загрузки генерирующих мощностей, однако для того, чтобы оптимально планировать режим, необходима формализация и повышение прозрачности процедур краткосрочного планирования, а также унификация технологий во всех диспетчерских центрах Системного оператора. Предварительный этап внедрения ВСВГО в ОЭС Востока начался в 2017 году, когда Системный оператор выступил с инициативой о внедрении технологии во второй неценовой зоне ЕЭС России. Рыночное сообщество эту инициативу поддержало. В рамках подготовки к внедрению технологии был выполнен комплекс организационных и технических мероприятий по обеспечению готовности перехода на ВСВГО электростанций второй синхронной зоны ЕЭС России: доработан ПАК ВСВГО в части учета различий между правилами оптового рынка, действующими в ценовых и второй неценовой зоне оптового рынка; разработаны и утверждены необходимые изменения в регламенты оптового рынка электроэнергии и мощности (они вступают в силу уже 1 марта 2019 года).



Натурные испытания по включению на параллельную синхронную работу Западного энергорайона Якутии с ОЭС Востока, 2016 год

Первый среди равных

На состоявшемся в Милане 15-м годовом заседании Ассоциации GO15 ее президентом на 2019 год был избран Федор Опадчий

Наступающий год отмечен значимым событием в сфере международного сотрудничества: на состоявшемся в Милане 15-м годовом заседании Ассоциации системных операторов крупнейшей энергосистем GO15 ее президентом на 2019 год был избран заместитель Председателя Правления АО «СО ЕЭС», член Управляющего и Административного советов GO15 Федор Опадчий.

В приветственной речи по случаю своего избрания он отметил, что изменения в мировой энергетике заставляют переместить фокус внимания Ассоциации с узкого круга профессиональных тем на вопросы, связанные с глобальными энергетическими трендами – декарбонизацией, децентрализацией, цифровизацией, а также на формирование обобщающего взгляда системных операторов на происходящие процессы, определение вызовов и сценариев развития ситуации.

Среди своих основных задач на посту президента GO15 Федор Опадчий выделил поддержку и содействие развитию новых, а также продвижение уже доказавших свою эффективность форматов работы Ассоциации. Представители АО «СО ЕЭС» предложили реализовать в 2019 году совместный проект по традиционной генерации. В рамках проекта будет изучен опыт

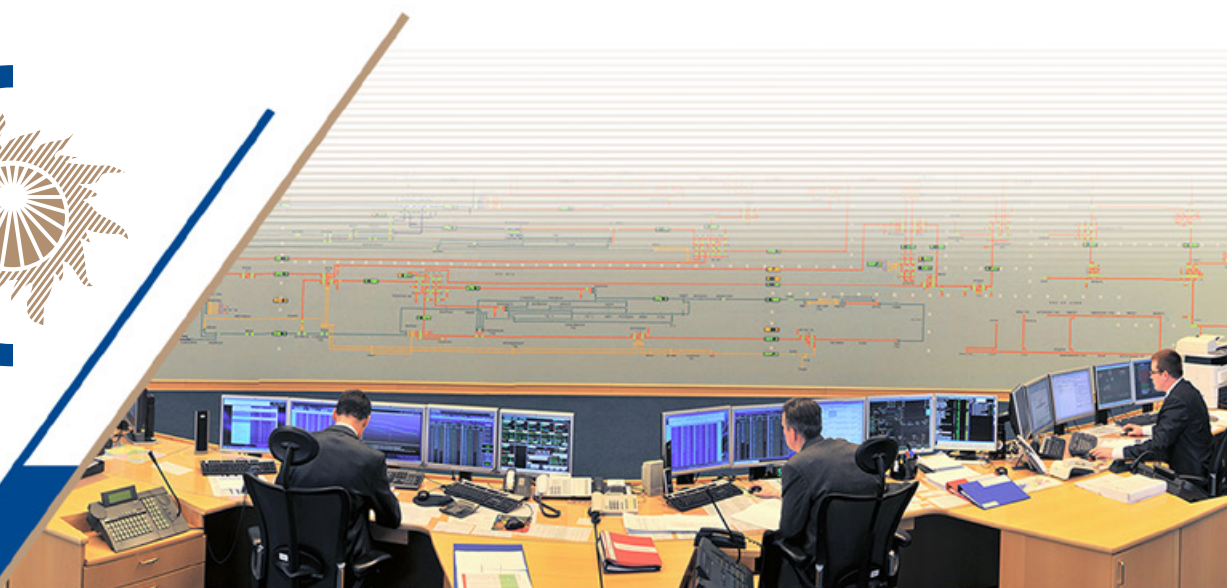
разных стран по таким важным аспектам, как меры по поддержанию минимальной доли традиционной тепловой генерации в балансе энергосистемы с учетом ее экономических и технологических характеристик; поддержка реновации основных фондов тепловой генерации; модернизация принципов работы рынков электроэнергии и мощности для одновременного функционирования традиционной генерации и возобновляемых источников, имеющих нулевые переменные издержки.

Для Системного оператора избрание одного из руководителей компании главой GO15 – это одновременно и признание активной работы в Ассоциации, и возможность участия в формировании нового уклада мировой энергетике, и большая ответственность. В октябре будущего года Системный оператор Единой энергетической системы будет принимать у себя в гостях годовое заседание и международный форум Ассоциации GO15, местом проведения которых станет Санкт-Петербург.

Редакция корпоративного издания «50 Герц» поздравляет всех работников Системного оператора с Днем энергетика и наступающим Новым годом и желает в 2019 году новых профессиональных и личных успехов! |



Представители компаний – членов ассоциации GO15 на 15-м годовом заседании, 9–10 октября 2018 года, Милан



ДОСКА ПОЧЕТА – 2018

На сотрудниках АО «СО ЕЭС» лежит колоссальная ответственность за надежную работу Единой энергетической системы страны. Профессиональный праздник – это повод отметить достижения наших коллег и поздравить их с заслуженными наградами. Ежегодно в День энергетика коллектив Системного оператора чествует своих товарищей, чьи профессиональные достижения отмечены особо – занесены на Доску почета компании.

Доска почета АО «СО ЕЭС» пополняется новыми именами, и ее лауреаты по традиции отвечают на наши вопросы: что из ваших профессиональных заслуг и достижений представляется вам особенно важным? Чем в профессиональном и личном плане запомнился уходящий год? Что вы больше всего любите в своей работе?



Константин Корб, заместитель начальника Оперативно-диспетчерской службы

Мои достижения – это результат общей работы коллектива Оперативно-диспетчерской службы: все работало, как один слаженный механизм.

Уходящий год был очень напряженным. Оперативно-диспетчерская служба принимала участие в разработке нормативно-правовых актов Минэнерго РФ в части производства переключений и ликвидации нарушений нормального режима, а также соответствующих национальных стандартов. Эти документы очень важны для оперативно-диспетчерского управления в РФ.

Кроме того, мы провели большую работу в рамках подготовки к соревнованиям профмастерства диспетчерского персонала ОДУ в Пятигорске в мае 2018 года.

Работа в Оперативно-диспетчерской службе требует быстрой мобилизации и переключения с одного вопроса на другой, поэтому все время надо держать себя в тонусе и быть готовым к решению различных задач. Самое интересное для меня – создание противоаварийных тренировок: чтобы программа получилась интересная и поучительная для диспетчера, нужно проделать кропотливую работу.

Поздравляю весь коллектив Системного оператора с Днем энергетика и наступающим Новым годом и желаю сотрудникам и их семьям здоровья, счастья и успехов!



Евгений Багаев, ведущий эксперт Департамента технического контроля

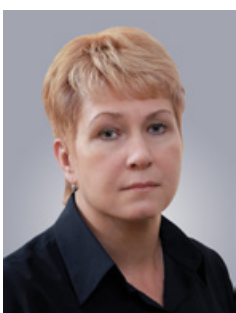
Впервые я узнал об оперативно-диспетчерском управлении в электроэнергетике на первом курсе университета, и в то же время побывал в Кировском РДУ. Уже тогда я понял, где хочу работать. Однако свой трудовой путь в Системном операторе начал не в РДУ, а в ОДУ Центра.

Одним из важнейших в моей работе стал проект по разработке и развитию отраслевого инструмента для систематизации информации об авариях в электроэнергетике – ПАК «База аварийности в электроэнергетике». В 2018 году мы завершили очередную модификацию ПАК «БАЭ», реализовали возможность оформления актов расследования причин аварий в электрических сетях напряжением 35 кВ и ниже по новым требованиям нормативно-правовых актов, улучшили функциональность по контролю выполнения противоаварийных мероприятий, автоматизировали выполнение ряда новых функций Департамента технического контроля. Предстоящий год готовит новые вызовы: необходимо повысить эффективность автоматизации аналитической обработки актов расследования причин аварий, оптимизировать процесс подготовки данных об авариях для использования при оценке готовности субъектов электроэнергетики к работе в отопительный сезон.

Самое ценное в моей работе – общение с профессиональным сообществом. Интеллектуальный потенциал, огромный опыт, доброжелательность, готовность помогать и другие человеческие качества коллег способствуют росту как в профессиональном плане, так и в личностном. Хочу сказать спасибо коллегам за поддержку и критику, руководителям – за доверие и предоставленные возможности.

Профессиональные достижения уходящего года в эмоциональном плане затмило самое главное событие семейной жизни: в июле у меня родился сын. Каждой новой победе сына я радуюсь больше, чем своей.

Поздравляю большой коллектив Системного оператора с Днем энергетика и наступающим Новым годом! Желаю крепкого здоровья, побольше улыбок, семейного тепла и благополучия, а также новых профессиональных побед и свершений.



Наталья Федосеева, начальник Службы электрических режимов Приморского РДУ

Самым важным для меня все годы работы в Службе электрических режимов сначала Дальэнерго, а потом Приморского РДУ, было понимание важности, востребованности и актуальности результатов нашей работы. Мне повезло: с самого начала трудовой деятельности рядом были замечательные люди, профессионалы своего дела. Мои достижения связаны с их участием, поддержкой коллег нынешних и бывших, учивших меня тонкостям профессии. У нас в Службе электрических режимов нет случайных людей, есть слаженная совместная работа коллектива, способного решать любые сложные технические задачи, есть команда, на которую можно положиться, которая не подведет.

В профессиональном плане 2018 год запомнился участием в обеспечении ввода в работу Восточной ТЭЦ в городе Владивостоке установленной мощностью 139,5 МВт. Сотрудниками Службы электрических режимов была проведена масштабная работа в части согласования проектной документации, выполнения расчетов электроэнергетических режимов энергосистемы Приморского края с учетом мощности нового объекта генерации, статической и динамической устойчивости, определения логики действия и параметров настройки противоаварийной автоматики Восточной ТЭЦ.

Больше всего в своей работе ценю отсутствие монотонности. Люблю работать в команде единомышленников, решать разноплановые нестандартные задачи, находить новые решения. Мне нравится, что в Системный оператор приходит талантливая молодежь, с которой можно учиться, совершенствоваться, развиваться.



Александр Михайлик, начальник отдела Службы перспективного развития

Начало моей трудовой деятельности в компании совпало с реформированием электроэнергетической отрасли, в результате которого на Системный оператор были возложены новые функции в части перспективного планирования. Одной из таких функций стала необходимость формирования перспективного плана по развитию генерирующих и электросетевых объектов, позволяющего обеспечить надежное функционирование ЕЭС России.

Начиная с 2010 года мы с коллегами из Службы перспективного развития ежегодно разрабатываем Схему и программу развития ЕЭС России на 7-летний период, координируем деятельность филиалов АО «СО ЕЭС» в разработке схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, в результате чего определяются необходимые объемы и сроки строительства и реконструкции объектов электроэнергетики в ЕЭС России.

По итогам утверждения схем и программ перспективного развития возможно переходить к следующему этапу – рассмотрению инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, что также является задачей Службы перспективного развития, решение которой входило в мои обязанности в течении ряда лет. На этом этапе мы обеспечиваем учет необходимых объектов электроэнергетики в инвестиционных программах субъектов для их последующей реализации.

Участие в этих проектах считаю важнейшим этапом своей трудовой деятельности, который позволил приобрести бесценный опыт как в части накопления технических знаний, так и в части организации взаимодействия работы со сторонними организациями, коллегами по Системному оператору.

В этом году изменился вектор моей деятельности в сторону рассмотрения проектов и технических условий на технологическое присоединение, и я уже убедился, что небольшие перемены дают взглянуть с другой стороны на привычные рабочие процессы и приобрести новые навыки. Уходящий год запомнился тем, что на основании Схемы и программы развития ЕЭС и России, выявившей проблему нехватки генерирующих мощностей в Кубанской энергосистеме, Системный оператор успешно провел конкурс по строительству новых генерирующих мощностей на территории Юго-Западного энерго-района Кубанской энергосистемы. Новая генерация позволит обеспечить надежное электроснабжение потребителей и возможность стабильного роста экономики региона.

В работе мне нравится быть частью большой команды профессионалов, которая делает общее дело, и личный вклад каждого очень важен для достижения результата. Для меня большое значение имеют дружеская атмосфера в коллективе и общение с коллегами.

В наступающем году желаю сотрудникам Системного оператора новых интересных задач, работа над которыми требует приобретения новых навыков и знаний и дает возможность проявить себя и использовать свой потенциал, и самое главное – здоровья и атмосферы любви в семейном кругу.



Владимир Недвижаев, заместитель главного диспетчера ОДУ Юга

Оценивать свои профессиональные заслуги и достижения считаю делом неблагодарным и бессмысленным в силу субъективности оценки. Думаю, что наиболее важным и ценным для меня является уважение моих коллег.

Уходящий год в профессиональном плане запомнился, прежде всего, сложностью режимов, которые сопровождали ввод и реконструкцию электросетевых объектов, обеспечивающих работу электросетевого моста Кубань – Крым и генерирующих объектов на Крымском полуострове. и пусть на данный момент не все задачи в этом направлении решены, но ввод в работу ВЛ 500 кВ Ростовская – Тамань, АТ-3 подстанции 500 кВ Тамань, ПГУ-1 Таврической ТЭС и ПГУ-2 Балаклавской ТЭС значительно увеличили надежность работы Крымской энергосистемы.

В личном плане главным интересом года стал, пожалуй, Чемпионат мира по футболу, который прошел в России. При этом важно отметить неплохой результат выступления нашей сборной.

Для меня самое привлекательное в моей работе – возможность работать с интересными, образованными, порядочными людьми, которые не боятся трудностей, для которых нет нерешаемых задач, которые готовы разделить и успех, и неудачу. Люблю решать интересные задачи в сотрудничестве с профессионалами своего дела.



Юрий Кожемякин,
начальник Службы энергетических режимов,
балансов и развития Омского РДУ

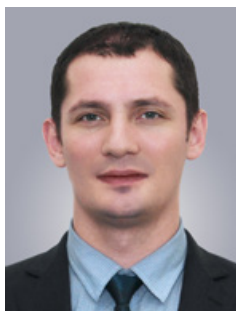
Наиболее важным достижением мне видится тот факт, что в руководимом мной подразделении – Службе энергетических режимов, балансов и развития – сформировался здоровый и сильный коллектив, состоящий из профессионалов, эффективно и ответственно выполняющих свою работу, открытых для общения, готовых к восприятию и быстрому освоению новых функций и деловых процессов.

Из значимых этапов уходящего года, пожалуй, отмечу завершение строительства в энергосистеме Омской области ПС 500 кВ Восход, с вводом в эксплуатацию РУ 220 кВ и подключенных к нему ЛЭП. Это событие заметно улучшило режимно-балансовую ситуацию в энергосистеме в отношении надежности ее работы и гибкости. В операционной зоне нашего диспетчерского центра устранено одно из узких мест, у субъектов электроэнергетики появилось больше свободы для планирования ремонтных кампаний.

В личном плане уходящий год получился не хуже и не лучше предыдущих. Были и поводы для радости, и причины для огорчений – в общем, все сбалансировано.

Больше всего в моей работе мне нравится видеть ее ощутимые результаты. Одно из основных направлений деятельности СЭРБП – планирование энергетических режимов. Ошибки, допущенные на этом этапе, могут привести на этапе управления режимом к проблемам в работе не только другого подразделения – диспетчерской службы, – но и в работе энергосистемы в целом, электросетевых и генерирующих компаний, потребителей нашей операционной зоны. И отсутствие таких проблем приятно осознавать.

Люблю, когда в результате приложения опыта и знаний находят такие решения, в результате которых повышается эффективность уже существующих процессов и работы Службы в целом, снижается доля рутины. Такие ситуации по-настоящему вдохновляют.



Вадим Нуриахметов,
начальник Оперативно-диспетчерской службы ОДУ Северо-Запада

Трудно говорить о самом себе, отвечая на вопрос о профессиональных достижениях. Думаю, что наиболее важным для меня представляется ощущение причастности к некоторому переломному моменту в жизни ОДУ Северо-Запада. Поменялось очень многое, это видно в глазах наших коллег, и в этих изменениях приятно видеть результаты именно твоих инициатив и действий. Особенно когда организованные тобой деловые процессы не только работают, но и проходят некоторый эволюционный процесс. Новые люди привносят свой вклад, улучшают то, что начал ты. Это дает мне новые идеи и силы их реализовать.

В профессиональном плане наиболее запоминающимся моментом уходящего года является, конечно же, победа нашей команды на Шестых Всероссийских соревнованиях диспетчерского персонала филиалов АО «СО ЕЭС» ОДУ. Путь этот был тернистым и сложным, мы проделали колоссальную работу, лучшие специалисты ОДУ Северо-Запада и РДУ нашей операционной зоны сплотили свои усилия. Полученный результат выше и ценнее всяких наград. Мы сделали это впервые!

Ну а в личном – одновременно страшно и в то же время приятно замечать изменения в своей личности. То как ты реагируешь на окружающих тебя людей, на своих родных, свою жену, сына, друзей и даже на врагов. Цитируя «Сирано де Бержерака»: «Под взглядами врагов я хожу прямее». Очень дисциплинирует.

В своей работе я больше всего люблю созидательные моменты. Люблю браться за то, что никто еще не делал. Бывает, что результат отличается от ожидаемого, бывают и откровенные разочарования, но это того точно стоит! Для меня нет ничего хуже, чем быть просто функцией системы, и в моей работе я больше всего ценю моменты, когда я не чувствую себя функцией.



Виталий Проскурин, директор по развитию технологий диспетчерского управления ОДУ Средней Волги

Профессиональные достижения в нашей работе – всегда результат совместной работы коллектива. Мое значимое достижение как руководителя – формирование команды профессионалов, способной достигать поставленных целей. Чтобы коллектив подчиненных мне подразделений эффективно работал, стремлюсь поддерживать командный дух, атмосферу взаимопонимания, делаю упор на обучение и адаптацию в коллективе новых специалистов.

В числе наиболее значимых для меня проектов – запуск рынка «на сутки вперед», балансирующего рынка, рынка мощности, технологий выбора состава включенного генерирующего оборудования, реализация пилотных проектов телеуправления. Работать над новыми проектами всегда интересно благодаря возможности решать нестандартные задачи и получать удовлетворение, видя результат работы всего коллектива – работающие новые деловые процессы.

Главным событием уходящего года для всего коллектива Системного оператора считаю прорыв в нормотворчестве в связи с утверждением Правил технологического функционирования электроэнергетических систем и ряда нормативно-правовых актов, разработанных в развитие данных Правил. 2018 год также запомнился решением вопросов, связанных с обеспечением ввода в эксплуатацию новых и реконструируемых энергообъектов – новых блоков на Казанской ТЭЦ-1, ветряной и солнечных электростанций, электросетевых объектов, задействованных в электроснабжении инфраструктуры Чемпионата мира по футболу. Кроме того, в энергосистеме Республики Татарстан был реализован проект модернизации системы телеуправления оборудованием ПС 500 кВ Щёлоков. Главными впечатлениями личного характера в минувшем году для меня стали успехи и достижения моих сыновей. Младший стал первоклассником, радуется своей ответственностью и целеустремленностью.

Я ценю свою работу за тонизирующее действие, которое оказывают сложность и новизна решаемых задач, и за возможность трудиться с полной отдачей в команде профессионалов своего дела.

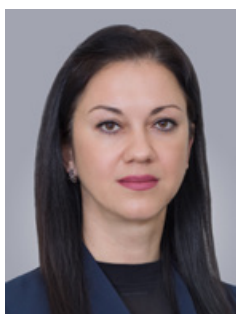


Антон Севостьянов, заместитель начальника Службы электрических режимов ОДУ Центра

Любые профессиональные заслуги и достижения – это плод совместной работы. Без грамотного коллектива невозможно успешно решить множество разнообразных задач, которые ставятся как перед Службой электрических режимов, так и перед Системным оператором в целом. Главное, чего удалось добиться мне совместно с начальником Службы – это создание в подразделении здоровой деловой атмосферы, в которой всем работать комфортно и интересно.

Прошедший год запомнился вводом крупного объекта электросетевого комплекса России – ВЛ 750 кВ Белозерская – Ленинградская длиной 473 км. Эта ЛЭП позволила существенно увеличить пропускную способность связей между ОЭС Северо-Запада и ОЭС Центра. В рамках данной работы выполнен большой объем расчетов электроэнергетических режимов, статической и динамической устойчивости, определены параметры настройки и алгоритмы функционирования устройств противоаварийной автоматики северо-западной части ОЭС Центра. В личном плане меня радуют мои родители, которые, несмотря на свой уже пенсионный возраст, продолжают активную трудовую деятельность, что является для меня наглядным примером верности профессии.

Работа в Системном операторе интересна разнообразием вызовов и задач, которые необходимо решать, применив все свои навыки и умения. Знания, полученные в Московском энергетическом институте, не пропадают даром, а применяются на пользу компании, что для меня является очень важным.



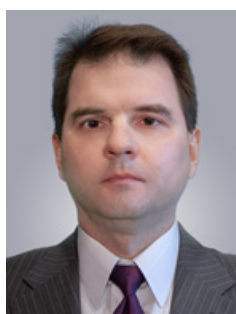
**Елена Ведунова,
ведущий эксперт Службы релейной защиты
и автоматики Самарского РДУ**

В юности мало кто может определиться самостоятельно с будущей профессией. Я в энергетике оказалась не случайно: мои родители после окончания Политехнического института работали в отрасли и, безусловно, оказали влияние на мой выбор профессии. Со временем я убедилась, что энергетика является составляющей жизни любого человека. Проработав в отделе расчетов параметров настройки устройств релейной защиты и автоматики 23 года, я чувствую огромную ответственность за надежную работу электроэнергетических систем, а вместе с этим – за комфортную жизнь людей. За время моей работы в Службе релейной защиты и автоматики происходили не только изменения и реконструкции электрической сети, но и появлялись новые программные обеспечения для более точных и быстрых расчетов. Большая нагрузка легла на Самарское РДУ при объединении энергосистем Самарской и Ульяновской областей – мы засиживались до позднего вечера, порой работали в выходные дни. Но когда работаешь в слаженном коллективе, когда тебя окружают профессионалы своего дела – любые задачи решаются четко, оперативно и дружно.

Уходящий год запомнится мне, конечно же, проведением Чемпионата мира по футболу. Очень горжусь тем, что одной из площадок футбольных игр мирового масштаба была выбрана Самара. Яркое событие повлияло на преображение города. Появился новый стадион «Самара Арена», обновился исторический центр, реконструированы транспортные развязки, построен новый терминал аэропорта «Курумоч», завершен проект реконструкции склона на площади Славы. Большая ответственность легла и на плечи энергетиков. Была проведена реконструкция существующих сетей, построены новые объекты. Нашим отделом были проведены сложные расчеты параметров настройки релейной защиты и автоматики питающих и прилегающих сетей к ПС 110 кВ Стадион. Благодаря грамотной работе энергетиков все системы электроснабжения во время проведения ЧМ отработали бесперебойно.

В личном плане уходящий год оставил незабываемые впечатления от летнего семейного путешествия в экзотическую страну – Вьетнам. Отдых получился разнообразным: от спокойного оздоровительного на берегу моря до динамичного с экскурсиями к природным и культурным достопримечательностям. Попробовали национальную кухню, насладились местными сортами ароматного кофе, прокатились на страусах и слонах. Незабываемое впечатление осталось от поездки на горный курорт Далат с романтическим прозвищем «Долина любви». В общем, зарядились солнечной энергией на целый год.

Если говорить о том, что я больше всего ценю в своей работе, то это, конечно же, постоянное движение вперед, поиск решений порой нестандартных задач, освоение новых программных комплексов и творческий подход.



**Андрей Прокопович,
начальник отдела Службы релейной защиты и автоматики ОДУ Центра**

На мой взгляд, наиболее важным достижением для любого профессионала являются жизненный и профессиональный опыт. Согласитесь, что подчас поставленную задачу необходимо выполнить не только в точном соответствии с установленными требованиями: нужно предусмотреть, как принятые решения повлияют на выполнение других задач, какие вопросы потребуются сформулировать, какие смежные задачи потребуют решения. Необходимо умение разбираться в смежных областях, умение подчас принимать компромиссные решения, не бояться брать ответственность на себя. Вся наша работа как раз и состоит из постоянного совершенствования требующих выполнения бизнес-процессов.

Прошедший год мне запомнился вызовами, которые стояли непосредственно передо мной, а также перед моими коллегами. Эти вызовы необходимо было принять. И то, что лично я и мои коллеги смогли успешно на них ответить, вселяет надежду, что и в будущем мы сможем также успешно решать и более сложные задачи.

В работе меня больше всего радует возможность видеть результаты своего труда: успешно реализованные проекты, работающие устройства и комплексы противоаварийной автоматики, работа диспетчеров, которым когда-то помогал готовиться к экзамену, да и многое другое... Я очень люблю коллектив, в котором мне посчастливилось работать: моих уважаемых наставников и моих хороших друзей. Каждый имеет массу неоспоримых достоинств, и мы все очень удачно дополняем друг друга.



Александр Кириченко, директор Ростовского РДУ

При вступлении в должность директора Ростовского РДУ в 2014 году передо мной стояло много задач как внутренних, так и внешних. Главной внутренней задачей считал сохранение работоспособности коллектива на высоком уровне. Во внешнем мире было необходимо сохранить и укрепить позиции Ростовского РДУ в электроэнергетическом сообществе Ростовской области. На мой взгляд, мне удалось решить поставленные задачи. Подтверждением являются успешные вводы новых электросетевых объектов, в том числе для повышения надежности электроснабжения Северо-Восточного энерго-района области, электроснабжения нового участка железной дороги в обход Украины, аэропортового комплекса «Платов», спортивного стадиона «Ростов Арена».

Уходящий год, конечно же, запомнился проведением в нашей стране такого грандиозного события, как Чемпионат мира по футболу. Масштабы участия РДУ в подготовке к ЧМ и его проведении, конечно, несоизмеримы с подготовкой к Олимпиаде в Сочи, но все-таки пришлось и потрудиться, и понервничать. Заслуги работников Ростовского РДУ при подготовке и проведении ЧМ в Ростове-на-Дону отмечены благодарностью Минэнерго России, Почетной грамотой губернатора Ростовской области.

В работе меня больше всего привлекает возможность общения с интересными людьми. Это и мои коллеги по цеху в Системном операторе, и представители электросетевых и генерирующих компаний, и многие другие профессионалы. Мы часто спорим, отстаивая свои позиции, бывает, с первого раза не удается прийти к общему знаменателю, но при этом всегда сохраняем уважение к чужому мнению и пытаемся найти компромисс. Результатом такого общения является устойчивая работа энергосистем, необходимое развитие электроэнергетики в тяжелых экономических условиях. Еще мне посчастливилось быть полезным вузу, в котором я учился. В рамках работы Системного оператора со студентами с большим удовольствием делюсь опытом с будущими энергетиками, рассказываю о целях и задачах оперативно-диспетчерского управления, о роли Системного оператора в современной энергетике.



Сергей Редин, заместитель главного диспетчера по режиму Тюменского РДУ

Для Филиала АО «СО ЕЭС» Тюменское РДУ, как и для меня, 2018 год является юбилейным: день основания РДУ и первый день моей работы в Системном операторе приходятся на одну дату – 1 апреля 2003 года. За прошедшие 15 лет мною накоплен профессиональный опыт в области электроэнергетических режимов, функционирования оптового рынка, перспективного развития.

Профессиональные успехи любого руководителя напрямую зависят от коллектива, в котором он работает. В Тюменском РДУ решаются сложные задачи по управлению электроэнергетическими режимами и вводу в работу новых энергетических объектов, что невозможно без команды высококлассных профессионалов и талантливых молодых специалистов.

Одним из значимых событий 2018 года в энергосистеме Тюменской области является реализация комплекса режимных мероприятий для включения в работу подстанций 500 кВ Тобол и ЗапСиб с образованием сразу восьми новых ВЛ 500 кВ.

В минувшем году в нашем диспетчерском центре мы совместно с коллегами выполняли работы по переходу на новую систему технологических алгоритмов Централизованной системы противоаварийной автоматики. Это уже третье поколение системы: первое в нашей энергосистеме было введено еще в 1995 году, а переход на систему второго поколения осуществлен в 2007 году. Еще одно важное направление работы – подготовка к вводу в опытную эксплуатацию системы мониторинга запасов устойчивости, позволяющей диспетчеру в режиме реального времени видеть результаты расчетов максимально допустимых перетоков мощности в контролируемых сечениях и использовать их при управлении режимом.

Работа в динамично развивающейся энергосистеме Тюменской области отличается масштабностью, нетривиальностью решаемых задач и возможностью проявить творческие профессиональные способности. И твой результативный вклад в эту большую работу приносит удовлетворение и гордость за общее дело на благо электроэнергетической отрасли.



Михаил Говорун, директор по управлению режимами ЕЭС – главный диспетчер

Невозможно говорить о личных профессиональных заслугах и достижениях в отрыве от заслуг и достижений всего коллектива. Важно, что на всех уровнях структуры Системного оператора – и в Исполнительном аппарате, и в ОДУ, и в РДУ – сформировалась команда единомышленников высокой квалификации, способная решать любые задачи независимо от степени их сложности.

Несомненно, важнейшим событием уходящего года для отрасли стало утверждение в августе Правил технологического функционирования электроэнергетических систем. В развитие Правил министерством должны быть разработаны и приняты более трех десятков нормативных документов, конкретизирующих базовые требования. Системный оператор активнейшим образом участвует в этом процессе – вкладывает в актуализацию нормативной базы все свои знания и накопленный за десятилетия опыт обеспечения надежной работы энергосистемы. В последние несколько месяцев уходящего года вышел уже целый ряд таких документов, основополагающих для отрасли: Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем, Правила переключений в электроустановках, Методические указания по устойчивости энергосистем, Методические указания по определению объемов и размещению резервов активной мощности при краткосрочном планировании, изменения в Правила разработки и применения графиков аварийного ограничения.

Сделать предстоит еще очень много, но радует уже само то, что нормативная база отрасли наконец-то начала меняться с дореформенных документов на современные. В этом есть большая заслуга тех людей, которыми я по долгу службы руковожу. Считаю это достижение чрезвычайно важным.

Еще один важный этап уходящего года – после пилотных проектов началось широкое внедрение проектов телеуправления оборудованием подстанций. Санкт-Петербург, Кубань, Татарстан, Москва, Белгородская область, Приморский край, Новгородская и Калужская области – вот далеко не полный перечень регионов, где реализовано или реализуется телеуправление подстанциями из диспетчерских центров. Внедрение телеуправления с применением автоматизированных программ переключений позволило сократить время производства переключений с 1–1,5 часа до 2–5 минут в зависимости от вида выполняемых операций, что дает уже реальный эффект.

Массовый ввод в эксплуатацию солнечных и ветроэлектростанций поставил перед коллективом новые задачи, которые успешно решаются. Впервые успешно испытано телеуправление активной и реактивной мощностью Бурибаевской СЭС, что позволит в перспективе отказаться от постоянного дежурства оперативного персонала на таких электростанциях.

Также в прошедшем году в промышленную эксплуатацию в ОДУ Сибири и ОДУ Юга принята система мониторинга запасов устойчивости. По 11 сечениям ЕЭС России планирование и управление режимом осуществляется на основании данных СМЗУ. Еще в четырех филиалах ОДУ и РДУ завершается опытная эксплуатация СМЗУ по 8 сечениям.

В личном плане 2018 год для меня тоже имеет особое значение: в июле родился мой третий ребенок, сын Федор.

Если говорить о том, что мне больше всего нравится в рабочем процессе, то это, несомненно, отсутствие рутины. Вся наша работа – новые ситуации, новые задачи, которые ежедневно решает большой коллектив специалистов на разных уровнях. И мой личный профессиональный интерес во всем этом – организовать процесс так, чтобы все работало, как единый механизм. Еще мне нравится непрерывное движение вперед в профессиональном развитии: разобрался с решением одной задачи и тут же переходишь к следующей, которая требует новых знаний и новых навыков. И могу вам сказать, что за все годы работы ни одна задача в точности не повторяется другую.

В преддверии нашего общего профессионального праздника и в канун Нового 2019 года хочу пожелать работникам Системного оператора и коллегам по отрасли успехов во всех начинаниях. Для этого необходим боевой дух и крепкое здоровье, чего я им всем тоже желаю! |

БАЛТИЙСКИЙ «ОСТРОВ»



В 2001 году в северо-западном уголке бывшего Советского Союза появилось новое межгосударственное отраслевое сообщество, получившее название Электрическое кольцо Белоруссии, России, Эстонии, Латвии и Литвы – БРЭЛЛ. Договоренности между странами, которые продолжали использовать созданную во времена СССР магистральную электросетевую инфраструктуру, предусматривали синхронную работу энергосистем и оказание друг другу помощи в случае энергоаварий. Однако уже вскоре после официального оформления ЭК БРЭЛЛ Литва, Латвия и Эстония принялись говорить о выходе из энергосоглашения, что ставит под угрозу безопасность Калининградского эксклава. Для обеспечения энергетической независимости этого небольшого, но важного для страны региона, повышения надежности работы его энергосистемы в изолированном режиме под руководством Минэнерго Российской Федерации реализуется масштабный проект по строительству новых электростанций, их схем выдачи мощности и развитию противоаварийного и режимного управления. Усилия одного из основных участников проекта – АО «Интер РАО – Электрогенерация» – по результатам 2018 года отмечены отраслевой наградой «За значительный вклад в обеспечение надежности режимов ЕЭС России».

Эту награду пять лет назад учредил Системный оператор Единой энергетической системы. Она присуждается за ввод в работу новой генерации и электросетевых объектов, участие в ликвидации последствий аварий и проведение противоаварийных мероприятий, внедрение инноваций, НИОКР, разработку нормативных документов, подготовку персонала и другие коллективные и даже личные достижения. Главное условие – большой вклад в обеспечение надежности ЕЭС. Специалисты АО «Интер РАО – Электрогенерация», работая в тесном взаимодействии с сотрудниками Системного оператора, производителями генерирующего оборудования

и представителями АО «Янтарьэнерго», смогли решить проблему, которая угрожала энергоснабжению целого региона.

История «энергоразвода»

Энергосистемы Латвии, Литвы и Эстонии исторически были присоединены к ЕЭС России межсистемными связями с ОЭС Северо-Запада и энергосистемой Белоруссии, созданными еще в советскую эпоху. В результате геополитических потрясений конца прошлого века Калининградская область оказалась полностью

отделенной от остальной территории России сухопутными границами иностранных государств и международными морскими водами. При этом энергосистема региона осталась органичной частью ЭК БРЭЛЛ, а с ЕЭС России ее связывали электрические сети энергосистем стран энергообъединения. Однако с обретением политической независимости все чаще со стороны прибалтийских государств стали звучать намерения выйти из энергообъединения и «уйти в Европу», что создало бы риски существенного снижения надежности энергоснабжения потребителей Калининградской области.

В июне 2007 года главы правительств балтийских государств подписали Соглашение об объединении усилий по присоединению к энергообъединению континентальной Европы.

В июле 2009 года правительства балтийских стран (Дания, Германия, Эстония, Латвия, Литва, Польша, Финляндия, Швеция, а также Норвегия в качестве наблюдателя) и Европейская Комиссия подписали Меморандум о взаимопонимании по реализации Плана соединения Балтийского энергетического рынка (Baltic Energy Market Interconnection Plan, BEMIP). Этот план направлен на интеграцию стран Балтии (главным образом Латвии, Литвы и Эстонии) в общие рынки электроэнергии и газа региона Балтийского моря.

Начиная с 2012 года в рамках реализации Плана создания объединенного энергетического рынка Балтийского региона (Baltic Energy Market Interconnection Plan, BEMIP) страны Балтии осуществляют комплекс мероприятий, направленный на прекращение работы в синхронном

21 декабря на торжественном мероприятии Министерства энергетики РФ в честь Дня энергетика Председатель Правления АО «СО ЕЭС» Борис Аюев вручил заместителю генерального директора – главному инженеру ООО «Интер РАО – Управление электрогенерацией» Роману Миляеву памятный знак и свидетельство отраслевой награды Системного оператора «За значительный вклад в обеспечение надежности режимов ЕЭС России».

режиме в составе ЭК БРЭЛЛ и обеспечение совместной работы ЭС стран Балтии и энергообъединений Европы.

В 2012–2018 годах был выполнен ряд исследований, определивших варианты и необходимые условия для соединения энергосистем стран Балтии и энергообъединений Европы.

Несмотря на то, что между странами имелись некоторые противоречия относительно конкретных деталей плана соединения с энергообъединением континентальной Европы, в середине февраля 2018 года Латвия, Литва и Эстония призвали руководителей ЕС предусмотреть в новом бюджете средства для синхронизации. «Странам Балтии не надо тратить драгоценное время – нужно обеспечить финансовую поддержку проекта по синхронизации электросетей с Западной Европой, заявки на выделение средств должны быть предоставлены Евросоюзу уже осенью», – заявил тогда вице-министр энергетики Литвы Эгидиус Пурлис. Вслед за ним о готовности профинансировать работы по подготовке к выходу из БРЭЛЛ высказались представители национального электросетевого оператора Litgrid.

Пурлиса поддержал премьер-министр Эстонии Юри Ратас. «Страна хочет как можно быстрее реализовать проект синхронизации ЛЭП балтийских стран с континентальной Европой через Польшу», – отметил политик.

В начале июня премьер-министры Эстонии, Латвии, Литвы и Польши провели в Таллине двухдневную встречу для обсуждения крупных совместных проектов и предложения Европейской комиссии по бюджету ЕС. Основными темами обсуждения стали интеграция электросистем балтийских стран с Европой через Польшу и проект бюджета Европейского союза на 2021–2027 годы.

С обретением политической независимости все чаще со стороны прибалтийских государств стали звучать намерения выйти из энергообъединения и «уйти в Европу»



Председатель Правления ПАО «Интер РАО» Борис Ковальчук

Согласно утвержденному сценарию, синхронизация балтийских электросетей с европейскими будет осуществлена через две перемычки с Польшей

По итогам встречи, 28 июня 2018 года главами государств и правительств Эстонии, Латвии, Литвы и Польши и Председателем Европейской Комиссии подписана Политическая дорожная карта по синхронизации электросетей государств Прибалтики с континентальной европейской сетью через Польшу, что означает фактическое начало выхода балтийских республик из БРЭЛЛ. Проект синхронизации планируется завершить в 2025 году.

Дело техники

Вслед за соглашением в сентябре группа по реализации VEMIP, в которую вошли представители трех балтийских стран, Польши и Еврокомиссии, в Брюсселе одобрили технический сценарий синхронизации электросетей.

«Утвержден конкретный сценарий синхронизации. Ранее мы одобрили направление через Польшу, сегодня утверждено само техническое решение, каким образом это должно быть сдела-

но. Произошел переход на новый уровень понимания между странами Балтии, и это, наверное, одна из немногих историй успеха в процессе их энергетической интеграции», – отметил министр энергетики Литвы Жигимантас Вайчунас.

Как сообщили в правительстве Литвы, согласно утвержденному сценарию, синхронизация балтийских электросетей с европейскими будет осуществлена через две перемычки с Польшей – уже действующей LitPol link и планируемой к строительству дополнительной несинхронной перемычки постоянного тока, для которой будет проложен морской кабель между Литвой и Польшей. По информации, распространяемой Litgrid, его протяженность может составить порядка 350 км.

«Это решение означает, что окончательно определен сценарий синхронизации, завершены длившиеся четыре года дискуссии. Это существенный шаг для формального начала подключения энергетических систем балтийских стран к европейским сетям», – заявили тогда в правительстве Литвы.

После выхода стран Балтии из БРЭЛЛ энергосистема российского эксклава – Калининградской области – окажется изолированной от Единой энергосистемы



Прибалтийские государства летом 2019 года планируют провести испытания изолированной работы энергосистем в рамках подготовки к выходу из ЭК БРЭЛЛ и синхронизации их работы с электросетями континентальной Европы

Энергосистема Калининградской области в случае выхода Прибалтики из БРЭЛЛ окажется изолированной от ЭЭС России

Страна уже активно готовится к реализации проекта. Так, в начале февраля стало известно, что Litgrid начинает проект реконструкции подстанций «Игналина» и «Утена» для синхронизации линий электропередачи Литвы и континентальной Европы. Подрядчиками выбраны шведско-швейцарский концерн ABB и литовская строительная компания Kauno tiltai.

Также, согласно планам литовского правительства, находящийся в деревне Битенай переключательный пункт 330 кВ будет расширен в трансформаторную подстанцию 330/110/10 кВ, а между Битенай и городом Пагегай будет проложена новая современная линия электропередачи мощностью 110 кВ. В связи с этим глава Минэнерго Литвы Жигимантас Вайчюнас дал распоряжение о переводе работы энергосистемы страны на европейские стандарты.

21 сентября операторы систем электропередачи Литвы, Латвии, Эстонии вместе с польской PSE («Польские электроэнергетические сети») подали совместную заявку в ENTSO-E (Европейская сеть системных операторов передачи электроэнергии) относительно расширения континентальной европейской зоны. Разрешение на присоединение стран Балтии к электросетям ЕС было получено в рекордные сроки, и ENTSO-E приступило к подготовке списка требований, которым страны Балтии должны будут соответствовать к моменту подключения к энергетической сети континентальной Европы. Документ планируется подготовить к концу I квартала 2019 года.

«Мы очень серьезно оцениваем решение разрешить нам присоединиться к континентальной европейской сети», – заявил тогда гендиректор Litgrid Дэйвис Вирбицкас.

10 октября операторы передающих электросетей Литвы, Латвии и Эстонии подали заявку в Еврокомиссию на получение финансирования первого этапа синхронизации электросетей стран Балтии с сетями континентальной Европы. На первом этапе будут укреплены внутренние сети, на втором – морской кабель, позднее будут реализованы и другие технические решения. Необходимая для реализации первого этапа сумма, как сообщалось, составляет 432,5 млн евро, ожидается, что ЕС профинансирует 75 %. Стоимость же всего проекта предварительно оценивается в 1,5 млрд евро.

Прибалтийские государства летом 2019 года планируют провести испытания изолированной

Награда «За значительный вклад в обеспечение надежности режимов ЭЭС России» учреждена Системным оператором пять лет назад. За эти годы награды удостоены:

2013 год – компания «Э.ОН Россия» (в настоящее время – ПАО «Юнипро»);

2014 год – филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Западной Сибири;

2015 год – филиал ПАО «РусГидро» – «Саяно-Шушенская ГЭС им. П.С. Непорожного»;

2016 год – филиал АО «Концерн Росэнергоатом» «Ленинградская атомная станция»;

2017 год – ПАО «ФСК ЕЭС».

работы энергосистем в рамках подготовки к выходу из ЭК БРЭЛЛ и синхронизации их работы с электросетями континентальной Европы.

«Следует проверить, способны ли генераторы работать изолированно. Если способны, значит, мы готовы к синхронизации. Это планируем на июнь следующего года, мы проверим всю систему вместе с латышами и эстонцами. Сейчас подготовительный этап», – сообщил глава Litgrid Дэйвис Вирбицкас.

Готовность номер один

В России намерения своих северо-западных соседей всегда воспринимали серьезно. Исследования, проведенные специалистами АО «СО ЭЭС» после первых заявлений о выходе стран Балтии из энергообъединения, выявили существенные риски для функционирования энергосистемы Калининградской области, которая в случае выхода Прибалтики из БРЭЛЛ окажется изолированной от ЭЭС России. При этом практически единственным источником электроснабжения потребителей эксклава до 2017 года являлась Калининградская ТЭЦ-2, в состав которой входят два крупных энергоблока с установленной мощностью 450 МВт. Сложностей добавляет и то, что станция имеет ряд существенных ограничений по возможности регулирования частоты и мощности. Риски создает большая единичная мощность генератора, потеря которого могла приводить в лучшем случае к погашению большого объема потребителей

На уровне
Правительства РФ
принято
стратегическое
решение
о строительстве
в Калининградской
области новых
электростанций
и объектов сетевой
инфраструктуры

действием автоматической частотной разгрузки, в худшем (если в работе по балансу только один генератор) – к полному погашению энергосистемы Калининградской области.

Анализ ситуации выявил, что в большинстве режимов при изолированной работе энергосистемы в случае аварийного отключения генерирующего оборудования Калининградской ТЭЦ-2 высока вероятность отключения потребителей на длительный срок.

Все это стало причиной принятия на уровне Правительства РФ стратегического решения о строительстве в Калининградской области новых электростанций и ряда объектов сетевой инфраструктуры, которые смогут обеспечить надежное функционирование энергосистемы при раздельной работе с ЕЭС.

В целях обеспечения изолированной работы Калининградской энергосистемы было запланировано строительство на новых электростанциях энергоблоков небольшой мощности – для того, чтобы их отключение не привело к полной потере нагрузки. Часть станций была введена в эксплуатацию в 2018 году. Каждый энергообъект оснащен аварийными дизельными электростанциями, которые позволяют развернуть основное генерирующее оборудование с «нуля», то есть в условиях

полного прекращения электроснабжения собственных нужд электростанции и невозможности подачи напряжения от энергосистемы. Такое техническое решение повышает живучесть станций и обеспечивает возможность начать поэтапное включение отключенных потребителей при работе в изолированном режиме.

В полном объеме комплекс генерирующего оборудования будет введен в ближайшее время.

Решение задачи подготовки энергосистемы к возможности изолированной работы потребовало кардинального изменения структуры и функциональности противоаварийного управления. Так, на одной из электростанций реализован и введен в работу новый комплекс локальной автоматики предотвращения нарушений устойчивости (ЛАПНУ), обеспечивающий автоматическое предотвращение нарушения устойчивости генерирующего оборудования электростанций и автоматическое ограничение перегрузки электросетевого оборудования в энергосистеме Калининградской области в случае аварийных отключений, а также автоматическое ограничение повышения частоты в случае аварийных отделений энергосистемы Калининградской области от ЕЭС России. Существующий комплекс противоаварийной автоматики модернизирован для обеспечения согласованности действий с новым комплексом ЛАПНУ и для обеспечения динамической устойчивости генерирующего оборудования. Такая структура генерирующих мощностей, их характеристики и фактически новая система противоаварийного управления позволят обеспечить устойчивость этой региональной энергосистемы фактически в любых условиях: при суточных и сезонных колебаниях нагрузки, в изолированном режиме работы, а также при возможных аварийных возмущениях.

В условиях, приближенных к боевым

Впрочем, придание энергосистеме такого значительного нового свойства, как возможность работы в изолированном режиме неограниченный период времени, требует не только дополнительной генерации, сетевых связей и противоаварийной автоматики. Генерация внутри энергосистемы должна «уметь» регулировать частоту тока в автоматическом режиме.



Локальная автоматика предотвращения нарушений устойчивости (ЛАПНУ)

В больших энергосистемах регулирование осуществляется системой автоматического регулирования частоты и активной мощности (АРЧМ), которая поддерживает частоту на заданном уровне за счет управляющих воздействий на оборудование ГЭС либо (что реже) тепловых станций. В изолированной энергосистеме, где отсутствует гидрогенерация, поддержание частоты фактически осуществляется всем выделенным для этих целей генерирующим оборудованием. Для этого на станциях предусматриваются особые режимы работы систем регулирования турбин и энергоблоков в целом. При этом требуется обеспечить взаимную согласованную устойчивую работу всего генерирующего оборудования в энергосистеме.

Для того чтобы решить проблему была выполнена огромная работа. Созданы схемы, которые позволяют регулировать частоту тем оборудованием, которое уже есть в наличии или планируется к постройке. Эффективность этих схем была подтверждена экспериментами, проведенными в марте 2018 года.



Евгений САЦУК

**начальник Службы
внедрения
противоаварийной
и режимной автоматики
АО «СО ЕЭС»:**

«В ходе испытаний энергоблоки выделялись на изолированную работу и обеспечивали регулирование частоты. Мы посмотрели работоспособность созданных схем в различных режимах, проверили разные возможности регулирования – сразу двумя блоками, одним при условии изменения мощности второго блока и так далее. Также изменялась уставка регулирования по частоте, в достаточно широком диапазоне – от 49,6 до 50,4 Гц, – чтобы посмотреть, как быстро и насколько устойчиво обеспечивается регулирование частоты в изолированном энергорайоне».

Рассмотрение проектной и рабочей документации, разработка программ ввода нового оборудования станций, работа с органами исполнительной власти Калининградской области на площадке регионального штаба по безопас-

ности электроснабжения, проведение сложных, в том числе натурных, испытаний нового генерирующего оборудования, а также внедрение новой системы противоаварийного управления в энергосистеме – все это стало предметом каждодневной и кропотливой работы энергетиков.

В итоге им удалось добиться своего – в ходе экспериментов в энергосистеме Калининградской области генерирующее оборудование в изолированном режиме функционировало исправно, частота стабильно поддерживалась на заданном уровне, и никаких нарушений не произошло. Таким образом, было зафиксировано успешное проведение испытаний, которые подтвердили верность и своевременность технических решений, примененных в Калининградской энергосистеме.

Все это время специалисты десятка компаний трудились не покладая рук для того, чтобы грядущий «энергоразвод» никак не отразился на обычной жизни жителей региона. В период комплексного опробования построенного оборудования и многочисленных натурных испытаний взаимодействие персонала Системного оператора с коллегами из АО «Интер РАО – Электрогенерация» и производителями оборудования было предельно интенсивным. Многочасовые испытания проводились вне зависимости от времени суток и дней недели.

Сейчас изменения в Калининградской энергосистеме продолжаются – она готовится к первому в своей истории опыту реальной изолированной работы, который с большой вероятностью случится уже в наступающем году. Именно на ближайший год страны Балтии запланировали проведение у себя испытаний новых сетевых связей с европейской энергосистемой. На время испытаний они намерены временно отключить все свои электрические связи с ЕЭС России.

Однако уже сейчас, после всех проведенных российскими энергетиками мероприятий, тысяч расчетов, множества экспериментов и испытаний можно с уверенностью сказать: энергосистема Калининградской области будет готова к любым решениям энергетических властей прибалтийских стран. |

В ходе экспериментов в энергосистеме Калининградской области генерирующее оборудование в изолированном режиме функционировало исправно

СИСТЕМА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ВЗАИМОПОНИМАНИЯ

В 2016 году в Системном операторе внедрена в промышленную эксплуатацию Трехуровневая автоматизированная система формирования физических и эквивалентных моделей для расчетов и оценивания электрических режимов (ТАС) и начата ее интеграция с программными комплексами (ПК) RastrWin3, «Заявки», «Перечень» и ПО «Ремонты». Внедрение ТАС, базирующейся на основе отечественной универсальной информационно-технологической платформы СК-11 и разработанной в соответствии с международными стандартами, позволило унифицировать и систематизировать процесс подготовки информационных моделей энергосистем на всех уровнях оперативно-диспетчерского управления, ликвидировать разнородность данных, повысить качество используемой информации за счет создания единой информационной модели ЕЭС России.



Информационная раздробленность

Единая информационная модель (ЕИМ) ЕЭС России – это описание объектов Единой энергосистемы и связей между ними с помощью Общей информационной модели (Common Information Model – CIM), то есть по стандартам Международной электротехнической комиссии МЭК 61970 и МЭК 61968, расширенное с учетом уникального опыта и задач Системного оператора. ЕИМ необходима для реализации функций Системного оператора, таких как выполнение расчетов установившихся режимов и статической устойчивости, оценивание состояния энергетической системы, рассмотрения диспетчерских и плановых ремонтных заявок и др.

Стандарты МЭК 61970 и МЭК 61968 призваны обеспечить унифицированный способ управления объектами, вне зависимости от их назначения и производителя оборудования. В общем случае CIM дает возможность управлять и контролировать работу объектов, позволяет нескольким участникам процесса управления обмениваться необходимой информацией, а также определяет форму представления управляемых элементов и управляющей информации.

До ввода ТАС и создания единой информационной модели ЕЭС России в каждом деловом процессе Системного оператора использовалась своя самостоятельная база данных или информационная модель. Существовала

Не было единого стандарта представления данных, в результате чего информационные модели имели свой уникальный формат, не предполагавший их взаимной интеграции

Единая информационная модель АО «СО ЕЭС»



СТАНДАРТЫ МЭК

Объединение группы стандартов Международной электротехнической комиссии (МЭК, или по-англ. EC) МЭК 61970 и МЭК 1968 известны под названием Общей информационной модели (Common Information Model) или CIM-модели. Набор стандартов разработан и совершенствуется 57 Техническим комитетом МЭК в нескольких рабочих группах. Часть МЭК 61970 описывает базовые понятия CIM и позволяет обмениваться данными между приложениями для систем управления производством и передачей электроэнергии (EMS) независимо от внутренней архитектуры программного обеспечения и используемой операционной платформы. Первый проект стандарта МЭК 61970 принят в 2005 году. Часть МЭК 61968 расширяет модель CIM, затрагивая различные аспекты обмена данными для ПО в области электроэнергетики.

модель для оперативно-информационного комплекса, модель для управления диспетчерскими заявками, плановыми графиками ремонтов и формирования перечня объектов диспетчеризации. Отдельные модели применялись для расчетов установившихся режимов, оценивания состояния, расчета параметров настройки (уставок) устройств релейной защиты и т.д. Все они, как говорят эксперты, сопровождалось слабо или вообще не взаимодействующими друг с другом специалистами. Кроме того, не было единого стандарта представления данных, в результате чего информационные модели имели свой уникальный формат, не предполагавший их взаимной интеграции. Иногда удавалось лишь частично «связать» модели между собой.

Такая информационная раздробленность, как говорится, «исторически сложилась». Разные модели появились в разное время – по мере формирования информационных локальных сред и соответствующего внедрения программных средств для решения одной или нескольких конкретных задач отделов и служб Системного оператора.

По стандартам МЭК

В 2012 году в Системном операторе началась работа по унификации и взаимной интеграции информационных моделей в рамках создания ЕИМ. До этого для обеспечения соответствия моделей использовался принцип так называемых кроссировок. Иначе говоря – интеграция проводилась с помощью таблиц соответствия. В этих таблицах, к примеру, объекту К в одной модели соответствовал объект М в другой модели. Причем количество таблиц равнялось количеству связей энергосистемы региона или объединенной энергосистемы со смежными энергосистемами. Подобный подход, на первый взгляд, позволял обойтись «малой кровью», так как не требовал существенного изменения формата интегрируемых моделей, однако он требовал постоянных трудоемких операций по актуализации таблиц. Объем этой работы постоянно увеличивался,

можно сказать, буквально рос как снежный ком. В конечном итоге стало ясно – унификации используемых моделей не избежать. Очевидной стала необходимость создания единой информационной модели (ЕИМ), которая объединит собой информационные потоки и различные технологические задачи, позволит унифицировать, систематизировать и упростить процесс подготовки информационных моделей энергосистем на всех уровнях оперативно-диспетчерского управления. ЕИМ должна была не просто объединить разрозненные базы данных, а связать деловые процессы, обеспечив «технологическое взаимопонимание».

Стоит заметить, что к тому времени в Системном операторе уже были определенные наработки в части создания ЕИМ, которые и легли в основу разработки «Трехуровневой автоматизированной системы формирования физических и эквивалентных моделей для расчетов и оценивания электрических режимов».

О МОДЕЛЯХ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Модель представляет собой систему, находящуюся в отношении подобия к моделируемому объекту. Моделирование в электроэнергетике позволяет заменить сложные, а иногда и невозможные эксперименты на реальных объектах экспериментированием на их моделях. При этом появляется возможность моделировать и исследовать поведение энергосистемы в аварийных ситуациях, ее реакцию на технологические воздействия, связанные с изменением нагрузок в узлах, конфигурации сети, отключением или подключением отдельных элементов и т.д.

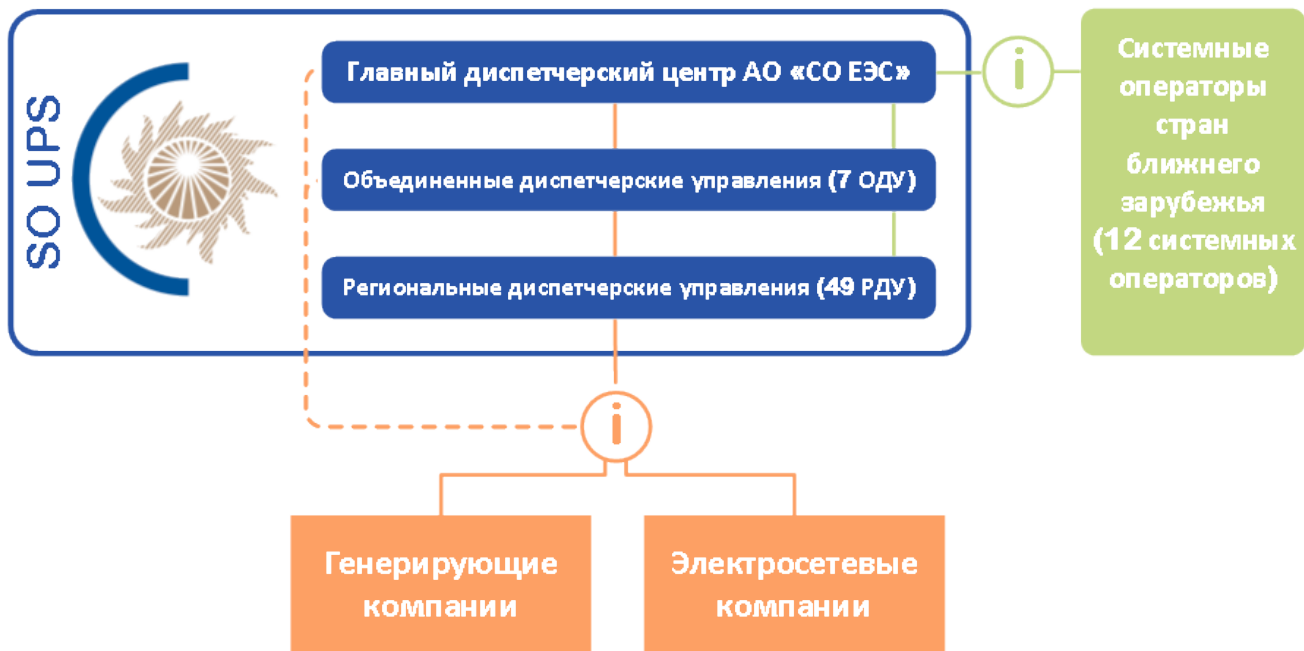
Физическая модель – это такое описание энергосистемы, в котором каждый элемент соответствует реально (физически) существующему объекту (оборудованию), то есть в такой модели представлены реальные энергообъекты и их связи. К этому определению по своей сути близко понятие **объектовая модель**, которой и является **единая информационная модель ЕЭС России**.

В расчетной модели используется так называемая схема замещения, отображающая свойства энергосистемы и ее элементов. Это означает, что энергообъект или оборудование в такой модели представлены в виде определенной электрической схемы, совокупность элементов которой электрически ведет себя так же как реальный энергообъект или оборудование. Именно расчетная модель с параметрами схемы замещения применяется для построения математической модели процесса производства, передачи и потребления электрической энергии и мощности. Расчетную модель специалисты называют «модель узлы – ветви».

Математическая модель – система математических уравнений, описывающая основные взаимосвязи между параметрами моделируемого объекта. Вид уравнений (алгебраические, дифференциальные и т.д.) определяется структурой моделируемого объекта, характером и сложностью происходящих в нем процессов. В современном представлении математическая модель энергосистемы – это компьютерная программа, реализующая алгоритм решения систем уравнений, описывающих основные взаимосвязи между параметрами моделируемого объекта.

Эквивалентная модель – это обобщенное представление энергорайонов и энергосистем не влияющих или слабо влияющих на режим рассматриваемой энергосистемы. Эквивалентирование начало активно применяться в энергетике в 1960-е годы, когда различные расчеты велись вручную и для их упрощения по возможности все максимально обобщалось. Сейчас при формировании единой информационной модели ЕЭС России в виде эквивалентных моделей, к примеру, рассматриваются зарубежные энергосистемы, связанные и работающие с ЕЭС России параллельно.

Информационные потоки



Важной частью внедрения стала проверка информационной модели на реальных расчетных задачах

Была проделана большая работа по анализу отечественного и международного опыта унификации информационных моделей в области электроэнергетики. Таким образом еще на этапе подготовки технического задания было принято принципиальное решение при разработке опираться на стандарты Международной электротехнической комиссии МЭК 61970 и МЭК 61968, а критерием успешной реализации проекта стала возможность использования единой информационной модели в реальных деловых процессах. В качестве таких процессов были определены выполняемые подразделениями Службы электрических режимов расчеты установившихся режимов и оценивание состояния энергосистемы. При этом именно расчетная модель Службы электрических режимов была взята за основу для ЕИМ как наиболее полная на тот момент модель ЕЭС России. Помимо этого, ТЗ предусматривало создание инструментов поддержания единой информационной модели в актуальном состоянии с учетом протяженности и масштабов ЕЭС России, особенностей конфигурации территориальных энергосистем, иерархической структуры оперативно-диспетчерского управления, уникальности компетенций отдельных диспетчерских центров, разнотипности используемого в них оборудования и возможности автономного функционирования в экстренных ситуациях.

Этапы внедрения

ТАС создавалась с 2013 по 2016 годы ЗАО «Монитор Электрик» при активном участии специалистов Системного оператора, обладающих уникальными компетенциями в области моделирования энергосистем и выполнения расчетных задач. Специалисты Системного оператора занимались верификацией и дополнением информационной модели, то есть созданием достоверной базы данных, а подрядчик, выполнив первоначальное наполнение информационной модели, сконцентрировал свои усилия на разработке необходимой программной оболочки. Совместными усилиями прорабатывался ключевой функционал и архитектура автоматизированной системы. Важной частью внедрения стала проверка информационной модели на реальных расчетных задачах.

Реализация проекта проходила в два этапа. На первом этапе были созданы ПО и информационная модель ЕЭС, содержащая подробные данные об объединенных энергосистемах Центра, Юга и Северо-Запада и менее подробные – об энергосистемах Востока, Сибири, Урала и Средней Волги. Также был опробован процесс актуализации модели. В рамках второго этапа проходило уточнение и детализация информации об объединенных энергосистемах Востока, Сибири, Урала и Средней Волги. Кро-

Информационная модель ЕЭС России содержит более 3,5 млн физических и вспомогательных единиц оборудования, расположенных на 13 тысячах объектов электроэнергетики Единой энергосистемы и ближнего зарубежья

ме того, во время второго этапа в информационную модель были включены Крымская энергосистема и энергосистема Республики Саха (Якутия) в составе Западного и Центрального энергорайонов. Так была создана единая информационная модель ЕЭС России.

Промышленная эксплуатация ТАС, позволяющая формировать модели для расчетов установившихся режимов и оценивания состояния энергосистем на основе полной модели ЕЭС России, началась в 2016 году. На этапе создания автоматизированной системы были заложены основы для интеграции и обеспечения возможности применения ЕИМ для решения задач по расчету электрических режимов, управлению режимом ЕЭС в реальном времени, управлению ремонтами, перспективному планированию, формированию перечня объектов диспетчеризации и в других деловых процессах. Следующим шагом, после ввода ТАС в промышленную эксплуатацию, стал запуск процесса разработки интеграционной платформы, позволяющей обеспечить связь между ЕИМ и внешними информационно-управляющими системами – программными комплексами RastrWin3, «Заявки», «Перечень» и ПО «Ремонты».

Update модели ЕЭС

В настоящее время информационная модель ЕЭС России содержит более 3,5 млн физических (выключатели, разъединители и др.) и вспомогательных единиц оборудования, расположенных на 13 тысячах объектов электроэнергетики Единой энергосистемы и ближнего зарубежья. При ее построении в числе прочих учтены такие факторы, как иерархическая структура оперативно-диспетчерского управления – отсюда и название «трехуровневая», протяженность ЕЭС России, различия в структуре и конфигурации региональных энергетических систем, а также существующий и перспективный – в формате CIM – порядок информационного обмена между субъектами электроэнергетики.

Важной задачей в процессе сопровождения информационной модели является учет всех происходящих в ЕЭС изменений, поскольку информация о них в конечном счете влияет на принимаемые в процессе управления энергосистемой решения. При этом одни изменения необходимо учитывать в режиме онлайн, а другие могут быть учтены заранее, либо по прошествии некоторого времени. К первому

Управление изменениями



Региональные диспетчерские управления по сути являются центрами уникальных компетенций в вопросах моделирования «своей» части Единой энергосистемы

типу относятся изменения электрических параметров – напряжения, тока, мощности. Они поступают в оперативно-информационный комплекс в виде телеметрической информации и отображаются в виде значений, привязанных к элементам информационной модели. Ко второму типу относятся изменения, связанные с вводом или выводом энергообъектов и оборудования, то есть требующие заблаговременно-го выполнения комплекса расчетов, подготовки документации и т.д. Для их учета организован процесс периодической (не реже раза в месяц) актуализации информационной модели, учитывающей иерархическую структуру Системного оператора, объем и характер изменений в энергосистеме. Помимо этого, для срочного внесения изменений предусмотрена возможность оперативной актуализации модели, что называется, вне регламентного цикла.

Исходя из того, что каждая территориальная энергосистема имеет свои отличительные особенности в основных характеристиках, конфигурации и наборе оборудования, в качестве ключевых звеньев в процессе актуализации информационной модели выбраны региональные филиалы Системного оператора – региональные диспетчерские управления (РДУ), которые по сути являются центрами уникальных компетенций в вопросах моделирования «своей» части Единой энергосистемы. На этом уровне информационная модель проработана буквально до мельчайших деталей. Именно в РДУ стекается информация о состоянии и всех изменениях в территориальной энергосистеме от электросетевых и генерирующих компаний (пока что в виде текстовых документов и таблиц). Здесь же она проходит первичную верификацию и после внесения в ЕИМ передается на уровень объединенных диспетчерских управлений (ОДУ).

Затем в каждом ОДУ изменения информационных моделей РДУ собираются воедино, дополняются информацией об изменениях в энергосистемах ближнего зарубежья, работающих с ЕЭС России параллельно, результат проверяется на непротиворечивость и согласованность данных и одним блоком отправляется на самый верхний уровень оперативно-диспетчерского управления – Главный диспетчерский центр (ГДЦ). Тут информация по операционным зонам ОДУ собирается в единую информационную модель

Выполнить вручную детальный анализ на уровне РДУ – задача непростая, а в ОДУ и ГДЦ она и вовсе представляется невыполнимой

УЧАСТНИКИ АКТУАЛИЗАЦИИ ЕИМ ЕЭС РОССИИ

В актуализации единой информационной модели ЕЭС России участвуют 356 сотрудников из 57 диспетчерских центров Системного оператора. В процессе задействованы несколько структурных подразделений: Служба электрических режимов, Оперативно-диспетчерская служба, Служба развития автоматизированных систем диспетчерского управления, Служба внедрения и сопровождения автоматизированных систем диспетчерского управления, а также службы автоматизированных систем диспетчерского управления в РДУ и ОДУ. В перспективе количество вовлеченных структурных подразделений и сотрудников будет расти одновременно с «подключением» к информационной модели новых деловых процессов.

ЕЭС России, проверяется (верифицируется), утверждается и в виде соответствующих обновлений распространяется в ОДУ и РДУ.

Большой объем информации об изменениях в энергосистемах выдвигает особые требования к анализу и алгоритмам верификации поступающих данных. Выполнить вручную детальный анализ на уровне РДУ – задача непростая, а в ОДУ и ГДЦ она и вовсе представляется невыполнимой. Поэтому в Системном операторе применяются инструменты укрупненного анализа данных. Первый из них – это автоматический анализ модели по заранее запрограммированным формализованным корпоративным правилам проверки, разрабатываемым в ГДЦ на основании действующих стандартов и справочных данных, а также с учетом особенностей построения информационной модели. Эти правила проверки направляются во все диспетчерские центры одновременно с обновлением информационной модели.

Второй инструмент – технологические проверки, в ходе которых сотрудники специализированных подразделений анализируют влияние вносимых в ЕИМ изменений на реальные технологические задачи. В частности, специали-

С запуском ТАС появились новые возможности для совершенствования информационного обмена Системного оператора с субъектами электроэнергетики

сты Службы электрических режимов в рамках цикла актуализации ЕИМ выполняют тестовые расчеты установившегося режима и оценивания состояния энергосистемы. А специалисты Оперативно-диспетчерской службы анализируют корректность графических схем и работы топологического процессора. Оба инструмента, в совокупности с общим анализом данных, используются на всех уровнях диспетчерского управления, что позволяет обеспечить беспрецедентно высокое качество информационной модели.

Реальный шаг в цифровизации

Запуск ТАС и создание единой информационной модели ЕЭС России заложили основу для дальнейшего качественного скачка в автоматизации решения основных технологических задач Системного оператора благодаря упрощению интеграции технологических систем и программных продуктов. Системный оператор планирует со временем перевести все основные технологические задачи на использование СИМ-модели.

ТАС становится базой и для новых технологических процессов в диспетчерском управлении энергосистемой. Так, в октябре 2018 года в пяти филиалах АО «СО ЕЭС» – ОДУ Средней Волги, ОДУ Северо-Запада, Кубанском РДУ, Ленинградском РДУ и РДУ Татарстана – введены в промышленную эксплуатацию автоматизированные системы производства переключений по выводу из работы и вводу в работу оборудования подстанций и линий электропередачи с использованием дистанционного управления (автоматизированные программы переключений – АПП). Для обеспечения их работы, в частности, проведения автоматического анализа топологии сети при изменении схемно-режимной ситуации, используется единая информационная модель ЕЭС России, сформированная в ТАС. АПП будут внедряться поэтапно во всех филиалах Системного оператора, что позволит постепенно перейти на дистанционное управление большим количеством системообразующих подстанций по всей стране и существенно ускорить время переключений, ликвидации аварий, снизить влияние человеческого фактора в процессе управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России.

С запуском ТАС появились новые возможности для совершенствования информационного обмена Системного оператора с субъектами электроэнергетики, так же внедряющими для выполнения технологических задач стандартизированную СИМ-модель, которая фактически становится «общим языком» технологического общения в электроэнергетике. АО «СО ЕЭС» совместно с Минэнерго России и крупнейшими субъектами отрасли уже начали работу по переводу информационного обмена между энергетическими компаниями на единый формат СИМ.

Кроме того, ввод в эксплуатацию трехуровневой автоматизированной системы – это действенный вклад в реализацию нескольких программ Минэнерго России – «Цифровая энергетика», «Единая техническая политика – надежность электроснабжения», «Совершенствование процессов сбора, обработки, хранения и использования информационных ресурсов ТЭК и развитие государственной информационной системы ТЭК», а также одного из важных этапов цифровой трансформации отрасли, предусматривающего создание и внедрение единой отраслевой доверенной цифровой среды для передачи технологических данных в режиме реального времени.

Работа Системного оператора по созданию, внедрению и поддержке трехуровневой информационной модели ЕЭС России уже получила высокую оценку зарубежных коллег. В сентябре этого года Системный оператор поделился своим опытом в этой области в ходе веб-конференции Ассоциации системных операторов крупнейших энергосистем GO15. Представители Системного оператора рассказали о задачах, решаемых на трех уровнях диспетчерского управления ЦДУ – ОДУ – РДУ в рамках сопровождения информационной модели, а также об уникальных особенностях реализации ЕИМ, в том числе реализации поддержки версии и 100-процентной темпоральности информационной модели. Такая поддержка дает возможность сопровождения как актуальной, так и зафиксированных на некотором временном интервале версий модели и позволяет формировать модели с учетом перспективного развития энергосистемы. Участники веб-конференции отметили важность и масштабность проделанной Системным оператором работы. |

Работа Системного оператора по созданию, внедрению и поддержке трехуровневой информационной модели ЕЭС России уже получила высокую оценку зарубежных коллег

ИСТОРИЯ ОРЭМ: 15 ШАГОВ

1 ноября российскому оптовому рынку электроэнергии и мощности исполнилось 15 лет. Именно в этот день в 2003 году вступило в силу Постановление Правительства РФ № 643 «О правилах оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода». В рубрике «Даты» специалисты Системного оператора, имеющие непосредственное отношение к зарождению, развитию и совершенствованию современной рыночной модели, вспоминают основные этапы истории отечественного энергорынка.

1

1 ноября 2003 г.

Запуск сектора свободной торговли на рынке на сутки вперед (РСВ)

Первым шагом на пути либерализации энергетического рынка стал запуск сектора свободной торговли (ССТ) «5–15 %», принципы функционирования которого были установлены Постановлением Правительства РФ от 24 октября 2003 года № 643 «Об утверждении Правил оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода». Объемы торговли сектора были невелики по сравнению с регулируемым сектором, но именно на данном этапе создавались и опробовались основные технологии и деловые процессы существующего рынка электроэнергии.

В рамках запуска ССТ была создана расчетная модель ЕЭС России, спроектирован и реали-

зован деловой процесс ее актуализации, создана система информационного обмена, обеспечивающего передачу коммерческому оператору актуализированной расчетной модели ЕЭС для целей проведения торгов и получения от него их результатов, изменены процедуры планирования и реализации суточного диспетчерского графика для учета результатов торгового аукциона, создана система почасовой регистрации отклонений.

Была проделана большая работа по отнесению групп точек поставки потребления и генерации к узлам расчетной модели, разработаны обязательные для участия в рынке технические требования.



Заместитель Председателя Правления АО «СО ЕЭС» Федор Опадчий:

– В течение периода функционирования ССТ без рисков для надежной работы ЕЭС были отработаны все вновь спроектированные технологии планирования и взаимодействия между субъектами рынка, а участники рынка – потребители и генераторы – смогли без существенных финансовых рисков опробовать технологии участия в конкурентных отборах на рынке электроэнергии.

Существующий сегодня рынок на сутки вперед (РСВ) – это прямой наследник запущенного 15 лет назад сектора свободной торговли.

2

20 октября 2005 г.

Запуск балансирующего рынка (БР)

Запуск балансирующего рынка был определен Постановлением Правительства РФ от 17 октября 2005 г. № 620.

С точки зрения планирования и управления режимом работы ЕЭС именно при переходе от сектора отклонений к балансирующему рын-

ку был осуществлен полноценный запуск рынка электроэнергии. С момента запуска БР фактическое планирование загрузки электростанций – формирование диспетчерских графиков стало осуществляться по результатам конкурентного отбора ценовых заявок.

Для запуска балансирующего рынка Системным оператором была реализована технология расчета предварительного плана балансирующего рынка (ППБР) – конкурентного отбора ценовых заявок поставщиков, проводимого по тем же алгоритмам расчета, что и в рынке на сутки вперед.



Директор по энергетическим рынкам АО «СО ЕЭС» Андрей Катаев:

– Устойчивость, технологическая и экономическая адекватность формируемых по результатам расчета ППБР графиков работы как отдельных электростанций, так и режимов работы ЕЭС в целом развеяли последние сомнения в том, что полноценный рынок электроэнергии в нашей энергосистеме возможен, а спроектированная и реализованная модель проведения конкурентных отборов с использованием большой расчетной модели является адекватной для системных условий работы ЕЭС. Дорога для выхода рынка электроэнергии из узкого сектора «5–15 %» в большую энергетику была открыта.

3

14 февраля 2006 г.

Запуск первого внутрисуточного расчета плана балансирующего рынка (ПБР)

Внутрисуточные расчеты – это техническая реализация Системным оператором основного принципа балансирующего рынка – распределение нагрузки между электростанциями по результатам конкурентного отбора исходя из параметров актуального состояния энергосистемы.

Для того чтобы ценовые сигналы балансирующего рынка отражали реальное состояние энергосистемы, необходимо, чтобы все учитываемые в математической модели параметры (прогноз потребления, параметры объектов генерации, топология сети, величины максимально допустимых перетоков по контролируемым сечениям) были максимально близки к фактическим.

Реализовав технологию, в которой со значительными доработками повторялся процесс актуализации расчетной модели для рынка на сутки вперед, Системный оператор в феврале 2006 года начал выполнять первые

ежедневные внутрисуточные расчеты ПБР (ПБР-16 для первой ценовой зоны и ПБР-15 для ценовой зоны Сибири). Несмотря на то, что примененные технологии были довольно трудозатратными, они позволили успешно опробовать все цепочки подготовки данных и реализации внутрисуточных расчетов и сформулировать требования к последующей модернизации всего комплекса балансирующего рынка Системного оператора.

Для поставщиков появился новый важный элемент модели рынка: генераторы получили возможность внутрисуточной оптимизации собственных графиков нагрузки за счет использования рыночных механизмов – подачи оперативных ценопринимающих заявок.

С момента запуска внутрисуточных расчетов БР вся система урегулирования отклонений фактических графиков генераторов и потребителей



Начальник Службы развития рынков АО «СО ЕЭС» Алексей Архипов:

– Начало и последующее развитие внутрисуточных расчетов потребовало организации круглосуточной подготовки и верификации данных о состоянии Единой энергосистемы России, проведения расчетов и мониторинга их результатов. Для этого Системным оператором была введена новая должность – дежурный инженер оперативного планирования.

4

1 сентября 2006 г.

от результатов «рынка на стуки вперед» осуществляется с применением рыночных механизмов, при этом:

- оптимальная загрузка поставщиков в диспетчерском графике осуществляется на основании их ценовых заявок под реальный прогнозируемый спрос в энергосистеме;

- цена и стоимость балансирующей электроэнергии (отклонений) определяется по результатам конкурентного отбора заявок поставщиков;

- для участников рынка формируются объективные ценовые сигналы, показывающие фактическую востребованность генерации в данный момент и на ближайшие часы операционных суток.

Запуск новой модели оптового рынка электроэнергии и мощности – НОРЭМ

С момента запуска Правил нового оптового рынка электрической энергии (мощности) (НОРЭМ), установленных Постановлением Правительства РФ от 31 августа 2006 г. № 529 «О совершенствовании порядка функционирования рынка электрической энергии (мощности)», началось постепенное сокращение доли объемов электроэнергии, поставляемой по регулируемым тарифам. Полный отказ от тарифного регулирования рынка электроэнергии (за исключением поставок населению) предполагался к 2011 году.

В рамках НОРЭМ с 1 сентября 2006 года был запущен рынок мощности. Если раньше плата за мощность для электростанции определялась тарифом, в который включались условно постоянные затраты, то в соответствии с правилами НОРЭМ мощность стала товаром, поставка которого на оптовый рынок рассчитывается исходя из выполнения требований по обеспечению готовности оборудования к выработке электроэнергии.

Готовность в рынке мощности определяется не только физической возможностью вклю-

чения оборудования в сеть, но и выполнением обязательных технических требований к оборудованию, таких как соблюдение сроков проведения плановых ремонтов, участие в общем первичном регулировании частоты (ОПРЧ), предоставление диапазона регулирования реактивной мощности, участие ГЭС в регулировании частоты, состояние систем связи, соблюдение состава и параметров генерирующего оборудования.

В рамках запуска данной технологии Системным оператором были разработаны Технические требования к генерирующему оборудованию участников оптового рынка и Порядок установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка техническим требованиям, обязательные для исполнения всеми поставщиками оптового рынка, актуальные редакции которых и сегодня являются основными документами, детально регламентирующими процедуры определения готовности оборудования и, соответственно, определения объемов мощности, фактически поставляемых на оптовый рынок.



Директор по энергетическим рынкам АО «СО ЕЭС» Андрей Катаев:

– С момента запуска НОРЭМ Системный оператор осуществляет контроль соблюдения поставщиками обязательных требований в отношении каждого часа по каждой единице генерирующего оборудования электростанций, функционирующих на оптовом рынке. Запуск указанной технологии потребовал существенной модернизации действующих и разработки новых деловых процессов и программных комплексов, позволяющих обрабатывать огромные массивы данных с использованием единых требований и алгоритмов.

За первые месяцы функционирования системы контроля готовности в тестовом режиме были отработаны все технологические и организационные вопросы, что позволило с 1 декабря 2006 года использовать ее результаты для проведения фактических финансовых расчетов на оптовом рынке.

5

21 февраля 2008 г.

Объединение расчетных моделей 1-й и 2-й ценовых зон

С момента запуска оптового рынка расчетные модели для ценовых зон Европы и Сибири существовали отдельно, поскольку высокая доля ГЭС в энергобалансе ОЭС Сибири, разница во времени и возможность осуществления поставок только через территорию зарубежного государства (Казахстана) изначально рассматривались как факторы, требующие реализации отдельных процедур планирования и проведения конкурентных отборов РСВ.

Начиная с 21 февраля 2008 года процессы краткосрочного планирования в сутки X-1 и сутки X осуществляются по московскому времени на единой расчетной модели в рамках общего оптимизационного расчета. Это позволило сократить трудозатраты на актуализацию и поддержку моделей, повысить точность планирования электроэнергетических режимов и корректность ценовых сигналов по результатам расчетов.



Заместитель директора по энергетическим рынкам АО «СО ЕЭС» Ольга Лонцова:

– Развитие и автоматизация деловых процессов актуализации и планирования, стабильная работа сетевого комплекса Казахстана позволили поставить вопрос о возможности совместной оптимизации режимов работы ЕЭС в целом с использованием ресурса оптимизации перетоков между ценовыми зонами.

Проведенная работа дала возможность синхронизировать процедуры планирования и объединить расчетные модели первой и второй ценовых зон. Это потребовало качественного улучшения производительности программно-аппаратного комплекса балансирующего рынка, а также существенной доработки процессов актуализации и алгоритмов проведения конкурентных отборов.

6

1 июля 2008 г.

Начало работы рынка мощности. Проведение первого переходного конкурентного отбора мощности, установление процедуры аттестации оборудования

С 1 июля 2008 года в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 28 июня 2008 г. № 476 «О внесении изменений в некоторые постановления Правительства Российской Федерации по вопросам организации конкурентной торговли генерирующей мощностью на оптовом рынке электрической энергии (мощности)» началась либерализация рынка мощности, в резуль-

тате которой часть мощности стала продаваться по нерегулируемым ценам по результатам ежегодно проводимого Системным оператором конкурентного отбора мощности (КОМ).

30 июля 2008 года был проведен первый КОМ на второе полугодие 2008 года. По правилам переходного КОМ отбору подлежали все генерирующие объекты, включенные в утвержденный



Заместитель Председателя Правления АО «СО ЕЭС» Федор Опадчий:

– КОМ представляет собой рыночный механизм, в рамках которого инвесторы и владельцы обязуются в установленный срок ввести в строй новое оборудование и (или) поддерживать работоспособность имеющегося, а потребители обязуются оплатить сооружение и содержание этих генерирующих мощностей.

ФСТ России сводный прогнозный баланс мощности ЕЭС России. При этом в отношении действующих (введенных в эксплуатацию) генерирующих объектов объемы и цены продажи мощности определялись на основании прогнозного баланса и тарифов на мощность, установленных ФСТ России, а в отношении планируемого к вводу оборудования – на конкурентной основе, исходя из ценовых заявок участников отбора.

С 2008 года на оптовом рынке установлены процедуры аттестации генерирующего оборудования, являющиеся обязательным условием поставки мощности на оптовый рынок. Пер-

воначально аттестованный объем мощности определялся расчетным путем, исходя из значений установленной мощности генерирующего оборудования и согласованных Системным оператором ограничений установленной мощности на период поставки. Требование по проведению тестирования было установлено только для вновь вводимого оборудования.

В настоящее время все генерирующие объекты, функционирующие на оптовом рынке мощности, обязаны регулярно проходить процедуру аттестации, фактически подтверждая заявляемые параметры оборудования.

7

3 марта 2010 г.

Запуск рынка системных услуг (PCY)

Постановление Правительства РФ от 3 марта 2010 г. № 117 «О порядке отбора субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, оказывающих услуги по обеспечению системной надежности, и оказания таких услуг, а также об утверждении изменений, которые вносятся в акты Правительства Российской Федерации по вопросам оказания услуг по обеспечению системной надежности» положило начало функционированию рынка услуг по обеспечению системной надежности. Постановлением установлены виды услуг по обеспечению системной надежности, порядок отбора субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, оказывающих такие услуги, а также правила их оказания и механизмы ценообразования.

Первые отборы исполнителей услуг по нормированному первичному регулированию частоты (НПРЧ) и автоматическому вторичному

регулированию частоты и перетоков активной мощности (АВРЧМ) были проведены в декабре 2010 года, и с января 2011 года генерирующие компании впервые приступили к оказанию услуг по обеспечению системной надежности. Первый отбор исполнителей услуг по регулированию реактивной мощности был проведен в середине 2011 года.

Все эти годы рынок постоянно развивался и совершенствовался. Если в 2011 году в оказании услуг по НПРЧ участвовало 32 паросиловых энергоблока, то в настоящее время участвует 81 энергоблок, включая ПГУ, ГТУ, ГЭС, ТЭЦ с поперечными связями. Деловые процессы PCY максимально автоматизированы – проведение отборов и заключение договоров оказания услуг производится на электронной торговой площадке (ЭТП), осуществляется цифровой автоматизированный контроль оказания услуг.



Начальник Департамента рынка системных услуг АО «СО ЕЭС» Максим Кулешов:

– Главной задачей работы рынка системных услуг является создание экономических механизмов для привлечения субъектов электроэнергетики к участию в поддержании требуемого уровня надежности и качества функционирования ЕЭС России. Важную роль в процессе обеспечения стабильной работы энергосистемы играют регулирование частоты и перетоков мощности, напряжения и реактивной мощности. Рынок системных услуг создает источник для финансирования соответствующих расходов владельцев оборудования, которые не могут быть компенсированы в рамках рынка электроэнергии или мощности.

8

8 ноября 2010 г.

Проведение первого КОМ по правилам долгосрочного рынка мощности

В 2010 году Системным оператором проведен первый КОМ на 2011 год по правилам долгосрочного рынка мощности (ДРМ), определенным Постановлением Правительства от 24 февраля 2010 г. № 89 «О некоторых вопросах организации долгосрочного отбора мощности на конкурентной основе на оптовом рынке электрической энергии (мощности)».

В соответствии с правилами в рамках КОМ осуществлялся отбор ценовых заявок поставщиков с минимальной ценой в объеме, обеспечивающем покрытие спроса на мощность, с учетом технических, технологических и ценовых ограничений, а сам отбор проводился по зонам свободного перетока электрической энергии и мощности (ЗСП).

Цены на мощность определялись по маржинальному принципу. При этом в отдельных ЗСП, определенных ФАС России, цены на мощность

не могли превышать установленный Правительством РФ предельный уровень, а в остальных ЗСП конкурентные цены определялись в пределах 85–90 % отобранного объема, а в отношении 10–15 % самых дорогих объектов устанавливались ФСТ России. В целях снижения рисков перехода к новой модели ДРМ генерирующие мощности, не отобранные по ценовым и техническим параметрам в КОМ на 2011 год, оплачивались в течение 2011 года в качестве вынужденной генерации по установленным ФСТ России тарифам. В последующие годы поставка мощности в вынужденном режиме не отобранных в КОМ генерирующих объектов стала возможна только генерирующими объектами, в отношении которых Минэнерго России выставлено требование о приостановлении вывода из эксплуатации, либо на основании решения Правительства РФ об их отнесении к вынужденным генераторам.



Заместитель Председателя Правления АО «СО ЕЭС» Федор Опадчий:

– Переход к долгосрочному рынку мощности стал одним из важных этапов развития оптового рынка электрической энергии и мощности в России и был направлен на решение ряда стратегических задач по обеспечению балансовой надежности и повышению эффективности функционирования ЕЭС России. Важным отличием от ранее действовавших правил стало появление рыночных механизмов, стимулирующих поэтапный вывод из эксплуатации неэффективного и устаревшего генерирующего оборудования.

9

Декабрь 2010 г.

Запуск программы ДПМ

В декабре 2010 года завершилась кампания по подписанию договоров о предоставлении мощности (ДПМ). Объекту тепловой генерации, введенному по договору

о предоставлении мощности, гарантировалось получение оплаты мощности на 10 лет (20 лет для договоров, аналогичных ДПМ, заключаемых в отношении мощности новых



Директор по энергетическим рынкам АО «СО ЕЭС» Андрей Катаев:

– Механизм ДПМ долгие годы был единственным экономическим механизмом, обеспечивавшим реальную инвестиционную привлекательность проектов по вводу новых мощностей и обновлению действующих мощностей, суммарная мощность которых к 2020 году составит порядка 30 ГВт, введенных по ДПМ, и 11 ГВт – по договорам купли-продажи мощности новых АЭС/ГЭС.



10

1 января 2011 г.

Полная либерализация цен на ОРЭМ – переход от тарифного регулирования к рыночному ценообразованию и расчетам по двусторонним договорам. Запуск целевой модели ОРЭМ

Постановлением Правительства РФ от 27 декабря 2010 года № 1172 на смену Правилам оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода были установлены Правила оптового рынка электрической энергии мощности (Правила ОРЭМ), определившие так называемую целевую модель ОРЭМ.

С 1 января 2011 года в ценовых зонах оптового рынка вся электроэнергия за исключением объемов регулируемых договоров, предназначенных для поставок населению и приравненных к ним группам потребителей, реализуется по нерегулируемым ценам в рамках свободных договоров, рынка на сутки вперед и балансирующего рынка.

РФ от 11 августа 2010 г. № 1334-р. Размеры эксплуатационных и капитальных затрат, а также принципы расчета цены мощности по ДПМ определены в Постановлении Правительства РФ от 13 апреля 2010 г. № 238.

С 2011 года мощность на оптовом рынке реализуется в рамках договоров, заключенных по результатам КОМ, ДПМ и договоров купли-продажи мощности новых АЭС, ГЭС, либо в вынужденном режиме. В рамках объемов, отобранных в КОМ, часть мощности реализуется по регулируемым договорам (в пределах установленных лимитов) и свободным двусторонним договорам купли-продажи мощности.

Правилами ОРЭМ были установлены сроки перехода к обязательному регулярному тестированию для целей аттестации всего парка оборудования, осуществляющего поставку мощности на ОРЭМ, – 1 января 2014 года. Позднее указанный срок был перенесен на 1 января 2016 года.



Начальник Службы развития рынков АО «СО ЕЭС» Алексей Архипов:

– Таким образом, к 2011 году завершилась начатая в 2006 году либерализация цен на электроэнергию и мощность на ОРЭМ. С января 2011 года также изменились принципы определения оплачиваемых объемов поставки мощности на ОРЭМ. Задача ежемесячного определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок и, соответственно, оплачиваемой покупателями мощности по каждой электростанции оптового рынка возложена на Системного оператора.

11

1 мая 2014 г.

Начало применения новой технологии ВСВГО

Важным этапом повышения эффективности оптового рынка стал запуск новой технологии

выбора состава включенного генерирующего оборудования – ВСВГО. 31 мая 2014 года был



Заместитель директора по энергетическим рынкам АО «СО ЕЭС» Ольга Лонщакова:

– Стоит отметить, что технология ВСВГО была опробована Системным оператором значительно раньше – начиная с 2007 года, когда произошел переход от выбора, основанного в большей степени на тарифах и балансе, к оптимизационному механизму определения планового перечня включаемых в работу объектов генерации.

Однако по-настоящему действующей, открытой и формализованной технология ВСВГО стала именно в мае 2014 года. Процедуры и математическая модель были включены в состав регламентов рынка. Результаты отбора стали обязательными для участников и Системного оператора.

12

15 декабря 2015 г.

осуществлен переход на технологию ВСВГО, предполагающую ежедневный расчет – планирование состава оборудования электрических станций на три предстоящих дня с ежесуточной актуализацией результатов. Эксплуатацион-

ное состояние (работа/резерв) всего готового к работе генерирующего оборудования участников оптового рынка стало определяться только по результатам оптимизационного расчета на основании ценовых заявок участников.

Проведение первого долгосрочного КОМ на 4 года вперед

В 2015 году Системный оператор провел первый 4-летний КОМ, в рамках которого были определены обязательства поставщиков мощности не только на предстоящий 2016 год, но и последующий 3-летний период 2017–2019 годов.

В соответствии с новой моделью КОМ проводится по двум ценовым зонам с формированием

единой цены для поставщиков и покупателей в рамках ценовой зоны. Спрос на КОМ в новой модели задается наклонной кривой спроса – цена в точке 1 соответствует прогнозируемому объему потребления мощности с минимально необходимым резервом мощности, при увеличении отбираемых объемов общая цена КОМ снижается.



Заместитель Председателя Правления АО «СО ЕЭС» Федор Опадчий:

– Действующая модель позволяет в условиях профицита мощности гарантировать любому поставщику, намеренному продолжить эксплуатацию оборудования, быть отобранным в КОМ и получить приемлемую цену за мощность, и в тоже время создает мощные стимулы к выводу неэффективного оборудования из эксплуатации. В настоящее время снижение объемов, заявляемых в КОМ и соответствующих планируемым выводам оборудования, составляет порядка 3 ГВт в год.

13

15 сентября 2016 г.

Переход на расчет ПБР один раз в час

Переход на ежечасную технологию планирования стал логическим завершением почти 10-летнего периода развития балансирующего рынка в его существующей модели.

В настоящий момент исходные данные и результаты расчетов максимально точны и отражают события, происходящие в Единой энергосистеме в режиме очень близком к реальному

времени. Системный оператор в автоматизированном процессе получает актуальный плановый режим работы ЕЭС близкий к фактическому, генераторы – возможность оперативно отразить технические или ценовые предпочтения по своей загрузке, а рынок в целом – адекватную стоимостную оценку балансирующей электроэнергии.



Директор по энергетическим рынкам АО «СО ЕЭС» Андрей Катаев:

– Этому событию предшествовал долгий и кропотливый труд сотрудников Системного оператора. Переход на ежечасный цикл планирования потребовал реализовать масштабные проекты по созданию средств гарантированной доставки планового графика, сбора и верификации исходной информации с объектов генерации, быстрого, но надежного процесса ежечасной актуализации расчетной модели и оптимизационного расчета, модернизации существующих или разработки новых автоматизированных систем, без которых было бы невозможно выполнять ежечасный расчет ПБР.



14

1 января 2017 г.

Начало применения механизмов ценозависимого потребления на оптовом рынке

В соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 20 июля 2016 года № 699 «О внесении изменений в Правила оптового рынка электрической энергии и мощности» с 1 января 2017 года в России появился новый механизм – ценозависимое потребление, предусматривающий качественно новое участие потребителей в поддержании баланса спроса и предложения на оптовом рынке электроэнергии и мощности.

С точки зрения обеспечения баланса производства и потребления электроэнергии изменение нагрузки эквивалентно изменению генерации. Потребитель, готовый по требованию системы снизить свое потребление, может рассматриваться как альтернатива генерации на рынках, где востребован ресурс регулирования.

Ценозависимое потребление как разновидность программ управления спросом направлено

на повышение экономической эффективности работы энергосистемы, позволяя за счет снижения потребления в пиковые часы избежать привлечения к поддержанию баланса наименее эффективных генерирующих объектов и увеличить загрузку более эффективных электростанций за счет соответствующего увеличения потребления в другие часы суток.

Начиная с 1 января 2017 года при определении объемов покупки электроэнергии на оптовом рынке учитываются объемы покупателей с ценозависимым снижением потребления (ЦЗСП).

В течение переходного периода 2017–2019 годов покупатели, привлекаемые к ЦЗСП, определялись на основании перечня покупателей с ценозависимым потреблением, формируемого по результатам отбора заявок участников рынка. В 2016 году первые потребители приняли на себя обязательства по участию в ЦЗСП в рамках процедур КОМ на 2020 год.



Начальник Департамента рынка системных услуг АО «СО ЕЭС» Максим Кулешов:

– Несмотря на малые объемы, не превышающие десятков мегаватт, текущий момент так же, как и запуск сектора свободной торговли «5–15 %» на рынке электроэнергии 15 лет назад, является крайне важным периодом развития. Именно сейчас происходит фактическая настройка механизма ценозависимого снижения потребления: уточняются технические требования, варианты участия и экономические параметры модели.

15

1 августа 2017 г.

Проведение первого КОМ НГО

1 августа 2017 года в соответствии с Правилами ОРЭМ и на основании Распоряжения Правительства РФ от 24 июля 2017 г. № 1571-р впервые проведен долгосрочный конкурентный отбор мощности новых генерирующих объектов (КОМ НГО), по результатам которого определена электростанция мощностью 120 МВт, подлежащая строительству на территории Республики Крым.

КОМ НГО – это новый, разработанный при непосредственном участии специалистов Системного оператора механизм, позволяющий обеспечить точечное строительство новых генерирующих объектов с требуемыми технически-

ми характеристиками в тех частях ЕЭС России, где согласно утвержденной Схеме и программе развития ЕЭС России прогнозируется дефицит мощности. Требуемые объемы новых вводов, технические характеристики генерирующих объектов и территории, на которых они должны быть построены, утверждаются Правительством РФ, а выбор поставщика определяется по результатам конкурентного отбора ценовых заявок.

Получение платы за мощность построенного в рамках данного механизма генерирующего объекта возможно только после его аттестации, в рамках которой подтверждается соответствие

всех параметров и характеристик генерирующего оборудования установленным распоряжением Правительства РФ требованиям.

Первая очередь Сакской ПГУ-120, отобранной по результатам проведенного в 2017 году КОМ

НГО, в объеме 90 МВт введена в эксплуатацию 1 ноября 2018 года. По результатам КОМ НГО, проведенного в 2018 году, в апреле 2021 года на Кубани должна быть введена в работу ТЭС Ударная мощностью 500 МВт.



Заместитель Председателя Правления АО «СО ЕЭС» Федор Опадчий:

– КОМ НГО – это, по сути, сочетание механизмов рынка и государственного регулирования. С одной стороны, распоряжением правительства устанавливаются довольно жесткие рамки, которые определяют регион строительства, общий объем мощности, предельную суммарную стоимость и технические характеристики новой генерации. С другой стороны, конкретное юридическое лицо, которое будет заниматься строительством, определяется в рамках конкурентных рыночных процедур. В дальнейшем именно победитель конкурса решает, что это будет за объект, где точно он будет расположен и какая схема выдачи мощности будет реализована.

КОМ НГО вобрал в себя весь опыт, накопленный в сфере развития ЕЭС за последние 10 лет. Сочетание апробированных и показавших свою работоспособность подходов, примененных при реализации программы ДПМ и рыночных принципов долгосрочного КОМ, помогло создать новый действенный механизм, позволяющий решать проблемы прогнозируемого дефицита мощности в отдельных регионах страны, в том числе при наличии общего избытка генерации в Единой энергосистеме.

Шаги в будущее

16

I квартал 2019 г.

Проведение первого отбора проектов модернизации генерирующего оборудования тепловых электростанций

В соответствии с разработанной Минэнерго России программой модернизации в период до 2031 года должно быть введено порядка 40 ГВт модернизированных мощностей.

Программа модернизации предполагает ежегодное проведение Системным оператором долгосрочных отборов проектов модернизации генерирующих объектов тепловых электростан-



ций с последующим утверждением перечня подлежащих модернизации генерирующих объектов решением Правительства РФ.

Под проектом модернизации понимается выполнение комплекса капиталоемких работ, связанных с полной или частичной заменой турбинного и (или) котельного оборудования, который может быть дополнен ограниченным перечнем сопутствующих мероприятий (замена генератора, градирни, паропроводов, установка электрофильтров, дымовой трубы и т.д.).

В отношении включенных в утвержденный Правительством РФ перечень генерирующих объектов планируется заключение договоров на поставку мощности на ОРЭМ с 16-летним периодом оплаты.

Первый отбор проектов модернизации генерирующего оборудования тепловых электростанций на 2022–2024 годы в соответствии с проектом постановления Правительства РФ планируется провести в I квартале 2019 года.



Заместитель директора по энергетическим рынкам АО «СО ЕЭС» Ольга Лонцакова:

– Данная модель также предполагает переход от 4-летних к 6-летним КОМ с постепенным ежегодным увеличением ценовых параметров, обеспечивающих возможность реализовать проекты «легкой» модернизации в рамках обычной эксплуатационной деятельности. По текущим оценкам, указанные меры позволят провести менее капиталоемкие работы по модернизации еще порядка 100 ГВт мощностей.

17

в 2019 г.

Применение технологий ценозависимого снижения потребления на розничном рынке

В 2019 году ожидается начало реализации пилотного проекта по созданию агрегаторов управления спросом на электрическую энергию. Это проект по развитию технологии управления спросом (ценозависимого потребления) путем создания инфраструктуры, позволяющей вовлекать в программы управления спросом потребителей розничного рынка электроэнергии за счет создания нового типа участника оптового рынка.

Предполагается, что агрегатор, выполняющий функцию объединения распределенных ресурсов управления спросом, будет осуществлять по-

иск потребителей, потенциально способных без ущерба для технологического цикла изменять потребление, проводить оценку имеющихся у потребителей возможностей разгрузки, разрабатывать оптимальные алгоритмы участия в программах управления спросом и участвовать в оснащении потребителей необходимыми средствами автоматизации, приборами и устройствами.

Проект постановления правительства, регламентирующий реализацию пилотного проекта, разработан, прошел общественные слушания и находится в завершающей стадии подготовки.



Директор по энергетическим рынкам АО «СО ЕЭС» Андрей Катаев:

– Создание агрегаторов управления спросом предлагается проводить в два этапа. В ходе первого этапа будут реализованы пилотные проекты, отработаны технологии взаимодействия агрегаторов с потребителями розничного рынка и с инфраструктурой оптового рынка в рамках процедур рынка услуг по обеспечению системной надежности. Опыт пилотных проектов станет базой для разработки нормативной документации, обеспечивающей второй этап – работу агрегаторов на оптовом рынке электроэнергии и мощности, в ходе которого деятельность агрегаторов будет интегрирована в механизмы оптового рынка электроэнергии и мощности. Начать реализацию пилотных проектов планируется в 2019 году. Объем изменения спроса участников пилотных проектов ограничен 0,5 % от спроса на мощность. |

ИРКУТСК – СЕРЕДИНА ЗЕМЛИ

*Плывут и плывут прибайкальские шири,
Саянские горы синеют вдали.
Нас встретит столица таежной Сибири,
любимый Иркутск, середина Земли.*

*Из всех городов — их немало на свете,
взгляни на восток и на запад взгляни,
сквозь тысячи верст мы свой город заметим,
и сердцем его мы увидим огни.*

*Хоть есть города и красивей, и выше,
но где бы пути иркутян ни легли,
они тебя видят, они тебя слышат,
любимый Иркутск, середина Земли!*

Иркутских энергетиков можно без преувеличения назвать пионерами. Именно здесь на канале реки Ньгри в районе Павловского золотого прииска на территории современного Бодайбинского района в сентябре 1896 года появилась одна из первых в стране гидроэлектростанций, именно здесь в 1915 году пять ГЭС, построенных на реке Бодайбо, запустили на параллельную работу с новой ТЭС мощностью 600 кВт, топливом для которой служили обычные дрова. Это случилось практически одновременно с объединением первых электростанций Москвы и стало знаковым событием в истории отечественной электроэнергетики.



В середине 1920-х при пересмотре плана ГОЭЛРО, который изначально не предполагал интенсивной электрификации Иркутской области, был поднят вопрос об общесоюзном значении гидроресурсов реки Ангары и создании в Восточной Сибири крупной энергопромышленной базы, ориентированной на энергоемкие производства. В 1936 году экспертная комиссия Госплана СССР приняла решение о строительстве на Ангаре шести ГЭС, образующих Ангарский каскад.

Великая Отечественная война отодвинула планы по освоению Ангары, промышленность региона была переведена на обслуживание фронта. Энергетическая отрасль, хоть и медленно, но развивалась в соответствии с нуждами предприятий, выпускающих оборонную продукцию.

Первая попытка создания органа управления энергетическим хозяйством Иркутской области была предпринята в конце войны. 19 августа 1944 года при Иркутском облисполкоме по его решению было организовано Энергобюро, а в его составе – первая диспетчерская служба в регионе, которая координировала работу энергетических предприятий. А спустя год для улучшения работы инфраструктуры и электроснабжения местных потребителей был создан Энергокомбинат. В его состав помимо Центральной электростанции имени С.В. Кирова вошли Управление городских электросетей, Отдел рабочего снабжения и Энергосбыт. Комбинат координировал выработку электроэнергии ведомственными блок-станциями: ТЭЦ завода имени В.В. Куйбышева, ТЭЦ и ЦЭС авиазавода № 39, ЦЭС Иркутского мясокомбината и ЦЭС наркомата связи, расположенной в поселке Мегет.

Энергокомбинат не просуществовал и девяти лет и был ликвидирован 29 июня 1954 года. Вместо него было образовано районное энергообъединение «Иркутскэнерго». В его состав вошли ТЭЦ-1 в Ангарске и ТЭЦ-2 (переименованная из ЦЭС им. Кирова), действующие электрические сети 6–110 кВ, городские сети Ангарска и Энергосбыт.

Долгое время система оперативно-диспетчерского управления Иркутской области не менялась, однако с приходом нового времени и новой экономической парадигмы стала очевидна необходимость очередных изменений.

В 2002 году Центральную диспетчерскую службу Иркутскэнерго включили в состав другого



Передача функций оперативно-диспетчерского управления от ОАО «ИЭСК» в Иркутское РДУ. На переднем плане слева направо: старший диспетчер РДУ Эдуард Гусевский, директор РДУ Леонид Горбунов, заместитель главного диспетчера по оперативной работе РДУ Дмитрий Маяков, старший диспетчер РДУ Виктор Шереметьев, 2008 год

подразделения, которое, несмотря на свое говорящее название – Региональное диспетчерское управление (РДУ), – оставалось частью компании. 1 июня 2006 года в процессе завершения реформирования ОАО «Иркутскэнерго» (в рамках которого произошло разделение генерации, сетей и сбыта) было создано ООО «Иркутская электросетевая компания» (ИЭСК) с выделением в отдельное предприятие филиалов электрических сетей ОАО «Иркутскэнерго» и Регионального диспетчерского управления.

Вступивший в силу в ноябре 2008 года Федеральный закон N 250-ФЗ закрепил за Системным оператором исключительные функции по оперативно-диспетчерскому управлению ЕЭС России (кроме изолированных энергосистем). В целях исполнения закона были разработаны корпоративные, технические и организационные мероприятия, которые, в том числе, предусматривали создание в регионе филиала АО «СО ЕЭС».



Александр РАБОТИН

директор по развитию технологий диспетчерского управления ОДУ:

«Ранее на территории энергосистемы Иркутской области функции оперативно-диспетчерского управления выполняло РДУ

ООО «Иркутская электросетевая компания». Такая конструкция несла в себе риски, так как РДУ было аффилировано, в том числе, с генерирующей компанией «Иркутскэнерго». РДУ ООО «Иркутская сетевая компания» состояло из трех служб, в которых трудилось 35 человек. Такой небольшой коллектив просто не мог в полном объеме выполнять функции, закрепленные за Системным оператором в этом регионе. К примеру, из-за отсутствия в штате компании релейщиков в РДУ не выполнялись расчеты уставок, не проводился анализ работы релейной защиты, данные функции выполняла служба релейной защиты Иркутскэнерго, – вспоминает Директор по развитию технологий диспетчерского управления ОДУ Сибири **Александр Работин**, который в 2008 году занимал должность заместителя генерального директора ОДУ Сибири. – А самое главное – подходы к осуществлению функций по оперативно-диспетчерскому управлению, как и требования к документам (инструкциям, положениям, оперативным указаниям) и техническому обеспечению существенно отличались от требований Системного оператора. Проблема была решена только после передачи этих функций АО «СО ЕЭС».

На смену «старой гвардии»

Костяк созданного десять лет назад Иркутского РДУ как филиала Системного оператора



Дежурный диспетчер Марк Дриц за первым пультом Иркутской энергосистемы, 1955 год

составили специалисты, ранее работавшие в Иркутскэнерго и региональной электросетевой компании, также в РДУ свой трудовой путь начали и молодые специалисты. Директором филиала был назначен Леонид Горбунов, возглавлявший РДУ ОАО «Иркутскэнерго» с 2002 года. В 2011 на этом посту его сменил Дмитрий Маяков, ранее занимавший должность главного диспетчера Иркутского РДУ и возглавляющий филиал по сей день.

Однако темпы естественной регенерации коллектива явно не отвечали ситуации. Вопрос, кем заменить «ветеранов», которые по-прежнему составляли основу Иркутского РДУ, с каждым годом становился все острее. По словам главного специалиста административной группы Ирины Пустозеровой, самый кризисный период пришелся на 2009–2011 годы, когда люди стали выходить на пенсию один за другим.



Ирина ПУСТОЗЕРОВА

главный специалист административной группы:

«Главная сложность заключалась не в том, чтобы найти им замену – нужно было еще и обеспечить преемственность поколений, организовать работу коллектива таким образом, чтобы опытные сотрудники смогли передать свои знания и опыт молодой смене», – говорит **Ирина Пустозерова**.



Дмитрий МАЯКОВ

директор Иркутского РДУ:

«Возраст большинства работников диспетчерской службы приблизился к пенсионному, причем практически одновременно. Перед нами стояла задача в сжатые сроки почти полностью заменить костяк службы. Благодаря сложившимся за годы работы професси-

ональным связям и авторитету наших коллег, а также кропотливой работе наших «кадровиков» мы с этой задачей справились», – рассказывает **Дмитрий Маяков**.

По его словам, люди, пришедшие на смену «старой гвардии», были разные – кто-то учился в Иркутском политехническом институте и проходил практику в РДУ, после чего пришел сюда работать, кто-то попал в Системный оператор после окончания программы целевого обучения в Томском университете, а кто-то перевелся сюда с должностей начальников смен электростанций Иркутской энергосистемы. При подготовке людей на должности диспетчеров с разными уровнями теоретической подготовки и разным профессиональным опытом, безусловно, требовался индивидуальный подход к каждому работнику на всех этапах, в связи с этим данному вопросу уделялось особое внимание руководства РДУ. Такой подход сохраняется и по сегодняшний день.

Ангарский каскад ГЭС



ГЭС и алюминий

Одна из особенностей Иркутской энергосистемы – это структура ее генерации и потребления. Из 13132 МВт общей установленной мощности генерирующих объектов операционной зоны филиала 9088 МВт приходится на ГЭС. Это три ГЭС Ангарского каскада: Иркутская (662 МВт), Братская (4500 МВт) и Усть-Илимская (3840 МВт), а также Мамаканская ГЭС (86 МВт) на реке Мамакан. Крупнейший потребитель – это заводы по производству алюминия.



Владимир КОРНИЛОВ

заместитель главного диспетчера по режиму Иркутского РДУ:

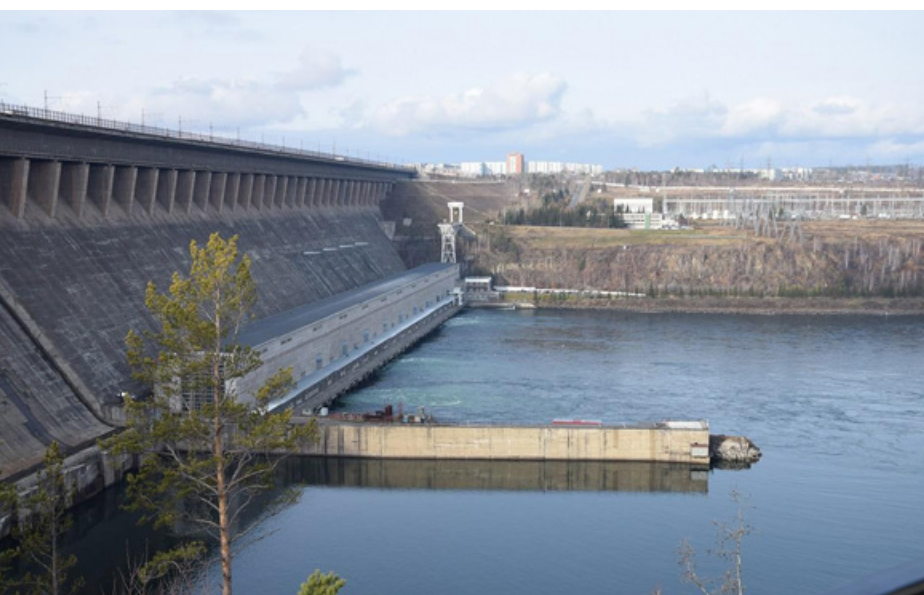
«2000 МВт потребляет Братский и 830 МВт Иркутский заводы. При этом потребности всей энергосистемы зимой – около 8100 МВт (зимний максимум), то есть металлургическое производство – это более 30 %», – рассказывает **Владимир Корнилов**, заместитель главного диспетчера по режиму Иркутского РДУ.

По его словам, алюминиевые заводы – особые потребители. График их нагрузки достаточно ровный, а величина потребления значительна, и исторически сложилось так, что эта нагрузка эффективно используется для противоаварийного управления. Автоматика предотвращения нарушения устойчивости, зафиксировав, например, аварийное отключение линии, отключает определенный объем потребления в дефицитной части энергосистемы, а в избыточной – генерацию. В первой отключаются условные 200 МВт потребителей, во второй – условные 200 МВт генерации, за счет этого переток по контролируемому сечению снижается без набросов мощности на внешние связи энергосистемы с ЕЭС России. При этом стоит отметить, что потребление алюминиевых заводов централизовано. Это значит, что, в отличие от, например, ситуации с небольшими потребителями, основная часть управляющих воздействий направлена на небольшое количество объектов.

При этом система противоаварийного управления постоянно развивается. Так, например, постепенно видоизменяется специальная автоматика отключения нагрузки, которая раздает сигналы на подстанции, где должны отключиться соответствующие ячейки. В настоящее время выполняется реконструкция систем автоматического противоаварийного управления – внедряются новые микропроцессорные устройства, соединенные цифровыми каналами связи по оптоволокну. Специалисты Системного оператора задают уставки и алгоритмы их работы таким образом, чтобы изменить распределение объектов отключения и сделать эту автоматику более гибкой и адаптивной для максимального использования пропускной способности электрической сети и минимизации негативных последствий от аварий для потребителей.

Нефть, золото и железная дорога

Иркутская энергосистема делится на два больших энергорайона: на севере – избыточный Братско-Усть-Илимский, где сосредоточена большая гидрогенерация (Братская и Усть-Илимская ГЭС), на юге – дефицитный Иркутско-Черемховский район. Поэтому переток мощности по транзиту 500 кВ Братск – Иркутск всегда направлен в сторону южной части иркутской энергосистемы.



Братская ГЭС

«Одна из болевых точек – Бодайбинский энергорайон, так как там есть постоянная угроза ввода графиков ограничения потребления. Поэтому при непосредственном участии Иркутского РДУ был разработан ряд мероприятий, реализация которых уже позволила снизить энергодефицит данного энергорайона», – рассказывает директор Иркутского РДУ Дмитрий Маяков.

По его словам, проблема энергорайонов с высокими рисками нарушения электроснабжения возникла в регионе постепенно. Сетевым строительством там занималась компания «Витим-энерго», принадлежащая старейшему золотодобывающему предприятию России, и работа по подключению новых потребителей велась без учета пропускной способности и, соответственно, без необходимого своевременного развития электрической сети.

«С моей точки зрения, эта проблема возникла из-за наложения двух факторов. Во-первых, взрывной рост стоимости золота с 400 долларов за унцию в 2004 до более 1000 в 2010 году привел к увеличению в этих районах добычи золота и, как следствие, потребления электроэнергии. Во-вторых, РДУ ООО «Иркутская сетевая компания» не уделяло данному вопросу должного внимания, поэтому «Витимэнерго» выдавало разрешения на новые подключения без учета технических возможностей энергосистемы», – говорит Александр Работин.

В итоге возникла ситуация, когда потребности местных потребителей в электроэнергии и мощности уже невозможно было удовлетворить существующими ресурсами (сетями, генерацией) – гарантированная выдача расположенной в Бодайбинском районе Мамаканской ГЭС – от 7 МВт (зимой) до 86 МВт (летом). При этом району требуется более 100 МВт.

В 2011 году Мамско-Чуйский и Бодайбинский энергорайоны Иркутской энергосистемы приказом Минэнерго РФ были внесены в перечень регионов с высокими рисками нарушения электроснабжения. Документ предусматривал реализацию комплекса мер по выходу из сложившейся ситуации. В частности, за последние несколько лет был введен в эксплуатацию целый ряд новых элементов системы релейной защиты и противоаварийной автоматики, объектов сетевой инфраструктур-



ПС 500 кВ Усть-Кут

ры и линий электропередачи. Согласно плану, утвержденному Минэнерго РФ, основные мероприятия должны завершиться в следующем году.

Замыкая кольцо

Помимо решения ситуации с проблемными районами перед энергетиками региона стоит несколько других важнейших задач. В первую очередь, стоит отметить крупный инфраструктурный проект по строительству северного транзита ПС 500 кВ Усть-Кут – ПС 220 кВ Пеллудуй – ПС 220 кВ Сухой Лог – ПС 220 кВ Мамакан – ПС 220 кВ Таксимо. По словам главы филиала, создаваемая электропередача играет ключевую роль в развитии Восточной Сибири. Ее строительство позволит устранить дефицит мощности в Бодайбинском энергорайоне и создаст возможности для развития существующих золотодобывающих предприятий, а также освоения новых перспективных месторождений, в том числе крупнейшего месторождения золотосодержащих руд Сухой Лог. Кроме того, новая линия обеспечит реализацию масштабного проекта по реконструкции инфраструктуры и расширению Байкало-Амурской железнодорожной магистрали, а также позволит завершить программу расширения до проектного уровня пропускной способности трубопроводной системы «Восточная Сибирь – Тихий океан» (ВСТО).

«Для работы нефтеперекачивающих станций (НПС) необходима электроэнергия, в связи

с чем «Транснефть» строит электросетевые объекты классом напряжения 220 кВ. Сейчас ряд НПС питается от Западного энергорайона Республики Саха (Якутия) (ПС 220 кВ Пеллудуй), но уже в этом году планируется их перевод на питание от ОЭС Сибири (ПС 500 кВ Усть-Кут), – говорит Дмитрий Маяков. – В следующем году построенные для электроснабжения НПС подстанции 220 кВ начнут работать в составе так называемого «Бодайбинского кольца» и полноценно участвовать в передаче электрической мощности в дефицитный Бодайбинский энергорайон для существующих и новых потребителей».

В инициативном порядке

Энергосистема Иркутской области постоянно растет и видоизменяется, в связи с этим возникает необходимость пересчета уставок устройств противоаварийной автоматики. Существенные трудозатраты при этом требуются для проведения расчетов переходных процессов, выполняемых в программном комплексе (ПК) Eurostag. Необходимо найти способ выполнять эти работы, используя имеющиеся кадровые ресурсы, и без потери качества. И такой способ был найден. Инициативная группа во главе со старшим администратором ОИК Александром Демьянчиком развернула работы по созданию программного продукта EuroDemon by TanDem, который позволяет автоматизировать практически любые категории расчетов в ПК Eurostag.



**Ержан
ТАНИРБЕРГЕНОВ**

**главный специалист
отдела устойчивости
и противоаварийной
автоматики Службы
электрических режи-
мов Иркутского РДУ:**

«Иркутская энергосистема большая, задач у специалистов много, нагрузка на сотрудников серьезная. А задачи нужно выполнять в срок. Вот мы и решили, что из ситуации нужно как-то выходить», – вспоминает участник группы разработчиков Ержан Танирбергенов.

К примеру, необходимо выполнить 4800 расчетов переходных процессов в ПК Eurostag. ПК Eurostag в среднем делает один расчет за полторы минуты, плюс полминуты уходит на загрузку данных в программу. Таким образом, если один человек будет этим заниматься, то на всю процедуру у него уйдет примерно 160 часов. А при помощи программы, разработанной специалистами Иркутского РДУ, это можно сделать всего за 18 часов.

«Программа позволяет выполнить расчеты автономно, при минимальном участии специалиста. Иными словами, мы попытались автоматизировать трудоемкий процесс, который раньше выполнялся вручную и занимал много времени. Один из последних примеров – выполнение расчетов уставок устройств АОПЧ», – говорит Ержан Танирбергенов.

Как признается заместитель начальника службы автоматизированных систем диспетчерского управления – начальник отдела внедрения и сопровождения Дмитрий Бухаров, работы на этом направлении еще очень много – возможности автоматизации далеко не исчерпаны. Следующим возможным этапом развития средств автоматизации расчетов Александр Демьянчик и его коллега Михаил Кондрашов видят в расширении возможностей программного обеспечения за счет применения всех доступных вычислительных мощностей филиала

и передовых цифровых технологий – алгоритмов машинного обучения и так называемых технологий Big Data.



Александр ДЕМЬЯНЧИК

старший администратор ОИК Иркутского РДУ:

«Мы можем ускорить процесс расчета, «распараллелить» его внутри одной машины. А можем и сделать что-то вроде облака, задействовав в вычислениях другие машины, которые в настоящее время не используются. В общем, кое-какие идеи еще есть», – рассказывает Александр Демьянчик.

Чем дальше, тем лучше

После напряженной работы необходимо как-то восстанавливать свои силы для новых свершений. Есть множество способов это сделать – можно заняться бегом, брать уроки рисования или погрузиться в чтение любимых книг, а можно просто пойти в поход. Именно так несколько лет назад поступил ведущий специалист отдела инженерно-хозяйственного обеспечения Алексей Еремеев. Его пригласили в группу, и он согласился поучаствовать в нескольких походах. С каждым разом его все больше затягивало новое увлечение, а продолжительность и сложность походов увеличивались.



Алексей ЕРЕМЕЕВ

ведущий специалист отдела инженерно-хозяйственного обеспечения:

«В прошлом году мы ходили в Саянские горы – две недели с рюкзаками и палатками. Даже планировали забраться на пик Картографов, посмотреть ледник. Это дикое, очень красивые места – горы, кратеры потухших



Алексей Еремеев стал главным организатором туристических походов в Иркутском РДУ

вулканов. К сожалению, сделать это так и не удалось – погода подвела, несколько человек даже простудились. Но в итоге все были в восторге!», – вспоминает **Алексей Еремеев**.

Освоившись в новой роли, Алексей решил привлечь на свою сторону коллег. По их рассказам, новоиспеченный турист, как и полагается неопитам, увлеченно рассказывал о своем новом хобби, активно агитировал всех присоединиться к нему в очередном походе. И такая тактика дала свои результаты – вскоре в Иркутском РДУ образовался импровизированный туристический кружок.

«Я прекрасно помню, как у него горели глаза, как он буквально ходил по кабинетам и рассказывал о своих приключениях. Это действительно было интересно, и я решила попробовать», – рассказывает **Ирина Пустозерова**.

По ее словам, Алексей открыл коллегам целый новый мир. Теперь «группа Еремеева», как в шутку прозвали энергетиков-туристов коллеги, регулярно ходит в походы, поднимается на горы и сплавляется по рекам. Одно из недавних достижений туристов из Иркутского РДУ – восхождение на пик Любви, которое команда работников РДУ во главе с директором совершила в сентябре и посвятила десятилетию филиала.



Туристы Иркутского РДУ на пике Любви, сентябрь 2018 года

Но в последнее время тенденция стала меняться. Если раньше туристы старались покорить более сложные маршруты, то сейчас с каждым выходом количество участников похода растет, и на первое место вышло стремление интересно провести время.

«Раньше, когда я смотрела на горы, я даже не думала, что смогу туда забраться – просто не знала, что во мне есть силы. Но Алексей всегда поддерживал нас, и мы, преодолевая себя, достигали все новых и новых вершин в этом хобби. Недавно мы в составе огромной по туристическим меркам группы – больше тридцати человек – ходили по Тункинской долине. Сотрудники РДУ, их жены и мужья, которые не работают в Системном операторе, их дети – Алексей всех смог увлечь! А через неделю мы опять собираемся в поход – в этот раз на Байкал», – говорит **Ирина Пустозерова**.

Не просто развлечение

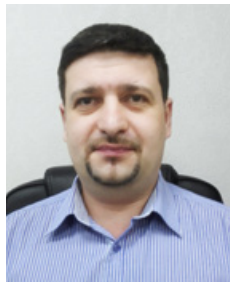
Увлечения сотрудников Иркутского РДУ самые разнообразные – туризм, велоспорт, настольный теннис (во время обеденного перерыва на первом этаже проводятся очень эмоциональные турниры по пинг-понгу), но среди всего этого разнообразия выделяется вид спорта, к которому в Иркутском РДУ питают особую страсть.

В кабинете директора филиала на одном из самых видных мест можно увидеть необычный трофей. Это кубок победителя турнира ПАО «Иркутскэнерго» по боулингу. Возможно, для кого-то это прозвучит несколько странно, но Иркутск – один из центров развития этого вида спорта в нашей стране (местный филиал Российской Федерации боулинга по количеству мастеров занимает второе место в стране). А один из сотрудников филиала – начальник отдела внешних систем Службы АСДУ Евгений Вайнер – является мастером спорта по боулингу.

«В прошлом году на День энергетика коллеги из «Иркутскэнерго» организовали турнир, и мы приняли в нем участие. Благодаря личному вкладу Евгения Вайнера, его советам и наставлениям мы тогда заняли первое место. В этом году турнир организовывали уже мы –

в рамках празднования десятилетия филиала. Пригласили коллег из других компаний: МЧС, Ростехнадзора, областного правительства – всех тех, с кем мы ежедневно общаемся по работе. В итоге собралось восемь команд! Но, к сожалению, в этот раз мы заняли лишь седьмое место – наш мастер спорта получил травму и не смог принять участие в турнире», – рассказывает **Дмитрий Маяков**.

Евгений Вайнер начал играть в 2009 году, на тот момент ему было 36 лет. В этом возрасте доступна уже далеко не каждая дисциплина, а вот боулинг оказался ему вполне по силам. Хотя, как оказалось, катать шары после работы и играть профессионально – абсолютно разные вещи.



Евгений ВАЙНЕР

**начальник отдела
внешних систем
Службы АСДУ Иркутского РДУ:**

«Для того, чтобы чего-то добиться в этом спорте, нужно тренироваться три-четыре раза в неделю. А перед соревнованиями – играть порядка 30 игр в день

в течение пары недель. Это довольно много. Сама тренировка состоит в отработке техник броска – чтобы думать не головой, а мышцы делали это автоматически», – поясняет **Евгений Вайнер**.

Правила в профессиональном боулинге не отличаются от правил обычного, задача остается той же – за минимальное количество попыток сбить все выставленные на дорожке кегли. Однако сам процесс имеет довольно серьезные различия.

«Для того чтобы получить звание, нужно постараться. В Иркутске официальные соревнования проводятся раз в год, причем достаточно высокого уровня – на них можно защитить звание мастера спорта. Однако здесь есть условия – стать сразу мастером нельзя. Для начала нужно пройти все этапы – получить разряды, звание кандидата в мастера спорта, а для этого нужно регулярно участвовать в различного рода соревнованиях и турнирах, при этом побеждать в них», – говорит **Евгений Вайнер**.

Сегодня в Иркутском РДУ работает 115 высококвалифицированных специалистов. Они обеспечивают надежную работу электроэнергетического комплекса Иркутской области, участвуют в выработке стратегии, в соответствии с которой развивается региональная энергосистема. За десять лет существования Иркутского РДУ его сотрудники участвовали в запуске реконструированных турбоагрегатов нескольких ТЭЦ, обеспечивали режимные условия для ввода ряда электросетевых объектов. Впереди – новые, не менее важные задачи, от выполнения которых зависит развитие не только региона, но и всей страны. Для коллектива Иркутского РДУ решение таких задач – не в новинку, специалисты этого филиала всегда были на острие развития электроэнергетики, а значит, и новые цели будут обязательно достигнуты.

Редакция бюллетеня «50 Гц» благодарит за помощь в подготовке материала заместителя главного диспетчера по режиму Иркутского РДУ **Владимира Корнилова**.



Начальник отдела внешних систем Службы АСДУ Иркутского РДУ Евгений Вайнер профессионально занимается боулингом и является мастером в этом виде спорта



Путеводитель

Байкал. Одна из природных жемчужин России, знаменитая на весь мир, Байкал – это самое глубокое озеро на планете (максимальная глубина – 1642 м), которое содержит 19 % всех

мировых запасов пресной воды. В Байкале обитает около 2600 видов и подвидов водных животных, более половины из них – эндемики, то есть обитают только в этом водоеме. Озеро является уникальной экологической системой,

сохранность которой обеспечивает специальный Федеральный закон «Об охране озера Байкал».

Авиация. В Иркутске расположен один из крупнейших российских авиастроительных заводов (Иркутский авиационный завод, ИАЗ – филиал ПАО «Корпорация „Иркут“»). За свою историю предприятие выпустило около 7000 самолетов более 20 типов, которые поставлялись в 40 стран. В настоящее время основу производственной программы ИАЗ составляют многоцелевые истребители Су-30МК и Су-30СМ, учебно-боевые самолеты нового поколения Як-130, компоненты для пассажирских самолетов Airbus A320. Кроме того, на площадке предприятия ведется подготовка к производству новейших отечественных дальнемагистральных пассажирских самолетов семейства МС-21.

Транссиб. Транссибирская железнодорожная магистраль (современное название), или Великий Сибирский Путь (историческое название) – это прекрасно оснащенный рельсовый путь через весь континент, соединяющий европейскую Россию, ее крупнейшие промышленные районы и столицу страны Москву с ее средними (Сибирь) и восточными (Дальний Восток) районами. Это дорога, скрепляющая страну, протянувшуюся на 10 часовых поясов, в единый экономический организм, а главное, в единое военно-стратегическое пространство. Если бы его не построили в свое время, то с очень большой вероятностью Россия вряд ли удержала бы за собой Дальний Восток и побережье Тихого океана. Транссиб – это также дорога, давшая толчок освоению восточных районов и вовлекшая их в экономическую жизнь остальной части громадной страны. Длина магистрали – 9288,2 км, это самая длинная железная дорога в мире. Кстати, по Транссибу курсировал самый дальний в мире поезд № 53/54 Харьков – Владивосток, преодолевший 9714 км пути за 7 суток 6 часов и 10 минут.

Колчак. Несмотря на свою удаленность от главных городов России, Иркутск некоторое время был альтернативной столицей страны. В ноябре 1919 года из Омска в Иркутск переехало правительство адмирала Колчака. Правда, просуществовало оно лишь несколько месяцев – в январе 1920 года адмирал был арестован и спустя месяц расстрелян на берегу реки Ушаковки, через месяц в город вошла Красная армия, и советская власть была восстановлена.

А 4 ноября 2004 года, к 130-летию Александра Колчака, на месте его предполагаемого расстрела был открыт памятник.

БАМ. Байкало-Амурская магистраль (с 1985 года – Байкало-Амурская железная дорога имени Ленинского комсомола) – железная дорога в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, второй магистральный железнодорожный выход России к Тихому океану. Общая протяженность магистрали – 4300 километров. За всю историю ее строительства в нем участвовало свыше двух миллионов человек.

Ангара. Ангара – река в Восточной Сибири, самый крупный правый приток Енисея, единственная река, вытекающая из озера Байкал. Протекает по территории Иркутской области и Красноярского края. Длина – 1779 км. При относительно небольшой длине Ангара имеет значительный перепад высот, равный 380 м, и большой гидроэнергетический потенциал. На реке были построены четыре гидроэлектростанции, которые формируют Ангарский каскад ГЭС: по порядку от истока – Иркутская, Братская, Усть-Илимская, Богучанская ГЭС. В дальнейшем планируется постройка Нижнеангарского каскада ГЭС.

Декабристы. В XIX веке Иркутск стал одним из центров политической ссылки, благодаря чему город сыграл выдающуюся роль в развитии сибирского общества. «Политические преступники» были, как правило, высокообразованными людьми, известными в России и за ее пределами. Они несли в край культуру и науку, заводили прекрасные библиотеки, основывали музеи и школы. Местные жители бережно хранят память об этом – в городе действует несколько музеев, посвященных жизни декабристов.

Иркутская слобода, или 130-й квартал. Это историческая зона Иркутска, где сосредоточено несколько десятков старинных деревянных зданий и жилых домов, построенных еще в XVIII веке. Некоторые из объектов 130-го квартала служат одновременно и музеями. Так, в доме Затопляева находится музей Сибирской железной дороги, в усадьбе Курносова располагается Ремесленное подворье, а в доме, в котором, по историческим сведениям, проходила забастовка типографских рабочих под руководством Сергея Кирова, сейчас открыт музейный комплекс «Окно в Азию». Помимо памятников истории и архитектуры на территории Иркутской слободы есть и современные объекты. Так, после осмотра старинных зданий можно заглянуть в торговый центр или перекусить в ресторане. |



ВИКТОР КРИЦКИЙ:

«Со временем роль НТЦ ЕЭС в цифровизации отрасли будет только возрастать»

Без малого год назад, в январе 2018-го, на должность генерального директора дочернего общества АО «СО ЕЭС» АО «Научно-технический центр Единой энергетической системы» (НТЦ ЕЭС) назначен Виктор Крицкий, ранее работавший заместителем генерального директора Филиала АО «СО ЕЭС» «Объединенное диспетчерское управление энергосистемы Средней Волги» (ОДУ Средней Волги). В своем интервью журналу «50 Герц» Виктор Анатольевич поделился впечатлениями, которые на него произвела одна из старейших и авторитетнейших научных организаций отрасли, рассказал об актуальных проектах НТЦ ЕЭС, своем видении его основных задач и планах на будущее.

50 %

проводимых
НТЦ работ
осуществляется
в интересах
АО «СО ЕЭС»

– Виктор Анатольевич, какова сегодня тематика реализуемых институтом проектов? Кто является его основными заказчиками?

– Из четырех направлений деятельности, которыми занимался институт на протяжении всей своей истории, – техника высоких напряжений, передачи постоянного тока и преобразовательная техника, автоматизированные системы управления и электроэнергетические системы – в современном НТЦ сохранилось только последнее. Тематика работ этого направления по существу осталась та же, но выполняются они в гораздо большем объеме и на более высоком уровне.

Стратегической целью института является максимальное удовлетворение потребностей материнской компании в наукоемких и инновационных технологиях, а также выполнение научно-технических работ для других субъектов электроэнергетики по вопросам, непосредственно связанным с задачами Системного оператора. В общем объеме реализуемых институтом проектов на интересы Системного оператора приходится порядка 50 процентов, остальные 50 – на сторонние организации.

– Какую роль играет современный НТЦ ЕЭС в деятельности Системного оператора?

– Взаимодействие института с Системным оператором осуществляется практически

по всем направлениям деятельности. Во-первых, НТЦ участвует в развитии технологий оперативно-диспетчерского управления, то есть фактически создает тот самый набор инструментов, с помощью которых Системный оператор выполняет свои основные функции – оперативно-диспетчерское управление энергосистемами и планирование режима. Наиболее показательными примерами здесь являются программные комплексы RastrWin3 и RUStab. Первый предназначен для решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем, второй – для исследования, анализа и расчета параметров электромеханических переходных процессов.

Следующий блок – автоматическое противоаварийное и режимное управление энергосистемой. В частности, мы ведем разработку и внедрение централизованных систем автоматического противоаварийного управления на базе новых алгоритмических решений и программно-технических средств, а также разработку и внедрение систем автоматического мониторинга режима работы энергосистемы. Мы проектируем не только противоаварийную автоматику энергосистем, но и отдельных энергообъектов.

Третий блок – это вопросы перспективного развития. Мы ежегодно проводим актуализацию перспективной модели ЕЭС России на основе схемы и программы развития, разработку которых осуществляют Системный оператор и Федеральная сетевая компания.

И четвертый блок – участие в формировании нормативно-технической базы электроэнергетики. С появлением на российском рынке большого числа оборудования зарубежных производителей перед Системным оператором встала задача по обеспечению надежности параллельной работы оборудования с различными характеристиками и параметрами систем регулирования. Сотрудники института участвуют в деятельности Технического комитета по стандартизации ТК 016, где занимаются разработкой стандартов по тематике РЗА и противоаварийной автоматики. Другой составной частью этой задачи является деятельность НТЦ как органа по добровольной сертификации в системе добровольной сертификации Системного оператора. Институт осуществляет проверку соответствия ряда устройств управления и противоаварийной автоматики требованиям стандартов Системного оператора. Эти работы

ВИКТОР АНАТОЛЬЕВИЧ КРИЦКИЙ

Родился 3 октября 1971 года в городе Актюбинске Казахской ССР. В 1993 году окончил энергетический факультет Самарского государственного технического университета по специальности «Электрические станции», получив квалификацию «инженер-электрик».

Свою трудовую деятельность начал после окончания вуза на Астраханской ТЭЦ-2, где прошел путь от электромонтера до заместителя начальника электрического цеха станции. В 2003 году пришел в Филиал Системного оператора Астраханское РДУ на должность первого заместителя директора – главного диспетчера. В 2006 году назначен первым заместителем директора – главным диспетчером Самарского РДУ, а затем, в 2007 году, – директором этого филиала. С 2009 года работал заместителем генерального директора Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Средней Волги.

Трудовые заслуги Виктора Крицкого отмечены Благодарностью Министерства промышленности и энергетики РФ, медалью имени Якова Брюса, а также многочисленными корпоративными наградами.

осуществляются с использованием цифро-аналого-физического комплекса и цифровой модели реального времени RTDS.

Кроме того, наше взаимодействие с головной компанией подразумевает решение разноплановых оперативных задач, то и дело возникающих перед Системным оператором.

– О какого рода задачах идет речь? Можете привести пример?

– Таких примеров много. Из последних я бы выделил проект по разработке программно-технического комплекса противоаварийной автоматики Калининградской энергосистемы. Когда в 2016 году возник вопрос о ее возможной изолированной работе, перед институтом была поставлена задача сделать оперативную оценку оснащенности электроэнергетического комплекса региона системами РЗА и противоаварийной автоматики. А затем на основе имеющейся информации мы должны были разработать программно-технический комплекс противоаварийной автоматики, позволяющий предотвращать возникновение недопустимых режимов работы Калининградской энергосистемы в режиме ее изолированной работы. В итоге нам удалось создать абсолютно новый алгоритм комплекса противоаварийной автоматики, максимально используя при этом существующие в энергосистеме каналы связи, низовые устройства и управляющие воздействия. Отмечу, что новый ПТК формирует управляющие воздей-

ствия с учетом данных и телеметрических измерений, получаемых в режиме реального времени. При его разработке учитывались также перспективные вводы энергообъектов.

В текущем году мы смоделировали работу программно-технического комплекса противоаварийной автоматики Калининградской энергосистемы на цифровой модели реального времени. Результаты проведенных испытаний подтвердили его состоятельность.

– Какие проекты для Системного оператора вы планируете реализовать в ближайшей перспективе?

– В этом году мы совместно с Системным оператором возродили традицию формирования тематического плана работ, выполняемых на перспективу трех лет. Тематика формировалась исходя из первоочередных задач Системного оператора, решение которых повысит надежность работы Единой энергетической системы России. Речь идет прежде всего о проектах, связанных с разработкой и внедрением централизованной системы противоаварийной автоматики и системы мониторинга запасов устойчивости в филиалах Системного оператора. ЦСПА третьего поколения успешно функционируют сегодня в ОЭС Востока, Северо-Запада и Юга. В процессе ввода находятся системы в ОЭС Средней Волги, Урала и в Тюменской энергосистеме. Кроме того, мы постоянно работаем над модернизацией третьего поколения ЦСПА, расширяем и совершенствуем входящие в нее алгоритмы.

Важным для нас является дальнейшее развитие системы мониторинга запасов устойчивости. Мы занимаемся внедрением технологии СМЗУ в рыночные процедуры. Эта методика позволяет использовать максимальную пропускную способность электрической сети не только на этапе управления режимом, как это происходит сейчас, но и на этапе планирования, и таким образом помогает добиться более эффективной загрузки генерации в рынке на сутки вперед и балансирующем рынке. Мы уже разработали алгоритм, сейчас проводим его тестирование.

Еще одна часть задач касается вопросов стандартизации. В частности, НТЦ ЕЭС предстоит разработать системные требования

ЦСПА третьего поколения успешно функционируют сегодня в ОЭС Востока, Северо-Запада и Юга

АО «НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЦЕНТР ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ» (НТЦ ЕЭС)

До 2012 года НТЦ ЕЭС носил название «Научно-исследовательский институт по передаче электроэнергии постоянным током высокого напряжения» (НИИПТ). Институт был образован распоряжением Совета народных комиссаров СССР 18 октября 1945 года для решения проблем, связанных с внедрением в энергетику электропередач постоянного тока и созданием Единой энергосистемы страны.

С октября 2007 года является дочерним зависимым обществом Системного оператора.

В июне 2012 года НИИПТ реорганизован в ОАО «Научно-технический центр Единой энергетической системы» (позднее АО «НТЦ ЕЭС»). Цель реорганизации – сосредоточить научно-исследовательскую деятельность института, непосредственно связанную с основными функциями Системного оператора, в отдельной компании.

к автоматическому регулированию частоты и мощности турбин гидравлических и тепловых электростанций.

– Есть ли принципиально новые разработки, которые будут внедряться в ближайшее время?

– В течение нескольких лет подразделение НТЦ ЕЭС в Новосибирске работало над созданием нового программно-вычислительного комплекса для автоматизированного расчета уставок релейной защиты и автоматики – АРУ РЗА. В этом году мы закончили проект и уже приступили к его внедрению. По итогам ознакомительных семинаров для работников Системного оператора и субъектов электроэнергетики мы получили хорошие отзывы о продукте.

АРУ РЗА представляет собой альтернативу программно-вычислительному комплексу АРМ СРЗА, используемому для расчетов электрических величин при повреждениях сети и уставок релейной защиты и широко применяемому в Системном операторе и ряде субъектов отрасли.

Наш комплекс разработан на основе уникальных алгоритмов расчета больших электроэнергетических сетей и механизмов графического редактирования сети. Продукт уже подтвердил свою работоспособность. Его функционал на данный момент практически не отличается от действующего АРМ СРЗА.

АРУ РЗА – новая разработка НТЦ ЕЭС, альтернатива действующему АРМ СРЗА

Но у НТЦ есть довольно масштабные планы по развитию комплекса. В частности, в скором времени пользователям будут доступны новые модули: шаблоны типовых электрических принципиальных схем распределительных устройств электрических станций и подстанций, модуль взаимодействия с программно-вычислительным комплексом по расчету динамической устойчивости и электрических режимов, модуль определения места повреждения и другие.

Основное преимущество нового продукта как раз и заключается в возможности дальнейшей доработки алгоритмов и добавления новых опций. По АРМ СРЗА, разработчиком которой является новосибирская компания «ПК БРИЗ», подобных планов развития мы пока что не видим.

Для упрощения перехода Системного оператора и субъектов электроэнергетики на новый программный продукт в нем предусмотрена функция переноса данных из существующего АРМ СРЗА.

Время идет, ЦСПА остается

– Одним из базовых проектов НТЦ ЕЭС, над созданием которого институт начал работать еще в 70-х годах прошлого века и продолжает по сей день, является разработка и ввод централизованной системы противоаварийной автоматики. Какой спектр работ по данному направлению ведется институтом сегодня?

– Сегодня мы вводим в эксплуатацию уже третье поколение ЦСПА и, как и прежде, осуществляем полный цикл работ по направлению – от формирования расчетной модели энергосистемы и создания алгоритмов отдельных программных комплексов, входящих в ЦСПА, до внедрения производственно-технического комплекса в операционные зоны филиалов Системного оператора. Весь процесс является достаточно наукоемким и требует больших интеллектуальных и временных ресурсов. Так, ввод ЦСПА в каждой операционной зоне предусматривает исследование схемно-режимных особенностей и перспектив развития энергосистемы, определение типов и необходимого объема управляющих воздействий, перечня расчетных возмущений, определение дополнительных требований к телекоммуникациям, выбор основных технических средств.



Семинар для специалистов ОДУ Северо-Запада по вопросам внедрения программно-вычислительного комплекса АРУ РЗА, август 2017 года

ПРИНЦИП АРХИТЕКТУРЫ ЦСПА

На верхнем уровне ЦСПА находится расположенный в диспетчерском центре Системного оператора программно-технический комплекс (управляющий и расчетный сервер), который в автоматическом режиме отдает команды на реализацию управляющих воздействий на низовой уровень – устройства противоаварийной автоматики, расположенные непосредственно на энергообъектах.

Начальным этапом разработки ЦСПА является формирование расчетной модели энергосистемы

– С какими сложностями НТЦ сталкивается в процессе создания и внедрения нового поколения ЦСПА?

– Начальным этапом разработки ЦСПА является формирование расчетной модели энергосистемы. В отличие от перспективной модели она обладает большей глубиной эквивалентирования, которая в свою очередь зависит от наблюдаемости параметров конкретной энергосистемы. Уровень оснащенности энергообъектов системами сбора и передачи телеметрической информации в операционных зонах сильно варьируется. Так, например, на Средней Волге наблюдаемость во всех энергорайонах достаточно хорошая, поэтому здесь в процессе вво-

да ЦСПА третьего поколения мы можем с большей точностью моделировать нормативные возмущения и определять необходимый объем управляющих воздействий. Если же наблюдаемость низкая, то приходится формировать вынужденные допущения и, соответственно, дополнять ЦСПА новыми алгоритмическими решениями. В таких случаях процесс внедрения нового поколения ЦСПА проходит в энергообъединении довольно сложно.

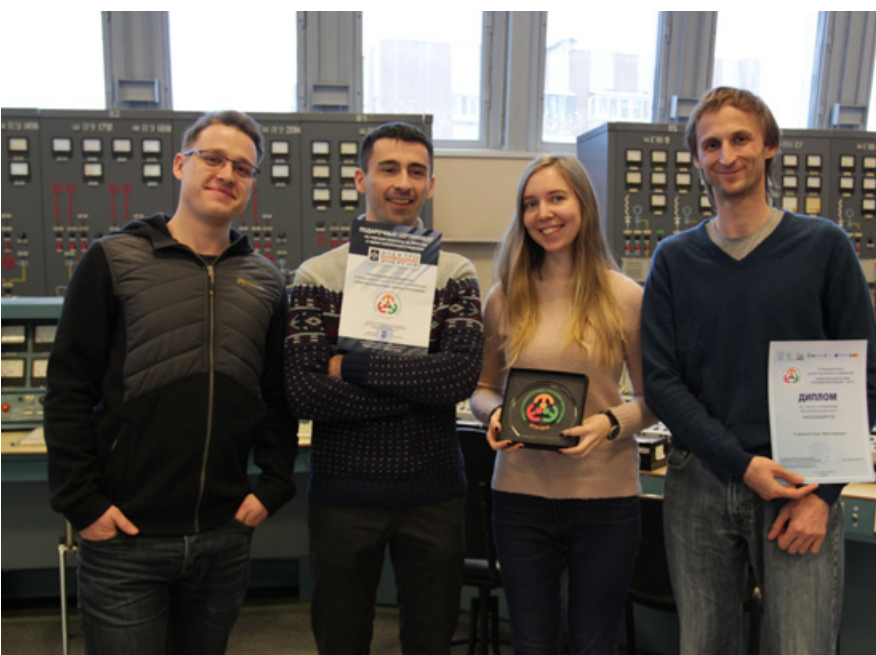
Вторая проблема – кадровая. Работа по созданию централизованных систем противоаварийной автоматики требует привлечения высококвалифицированных специалистов – научных сотрудников, имеющих определенные научные степени.

Молодая смена НТЦ

– Если зашел вопрос о кадрах, то можете описать в целом: кто он – сотрудник НТЦ ЭЭС? Какими знаниями и навыками должен обладать этот специалист?

– Прежде всего сотрудник НТЦ – ученый. Это подразумевает особый склад ума, глубокие знания в области высшей математики и программирования. Ведь в основе нашей работы лежит математическое моделирование, на базе которого в итоге и создаются программные алгоритмы.

При этом помимо базовых знаний такой сотрудник должен обладать еще и уникальными компетенциями, которые он может получить только в стенах НТЦ. Дело в том, что процесс создания алгоритмов, к примеру, для тех же программных комплексов ЦСПА имеет свою специфику. Так, при разработке подобного алгоритма документально отображаются не все моменты. Определенные детали расчетов и коэффициенты разработчик может держать в уме. В результате на выходе мы получаем уникальный программный продукт, полноценно видоизменяя и развивая который способен только его непосредственный создатель. Далеко не секрет, что в современном НТЦ основные работы по ряду направлений деятельности ведут все те же специалисты, которые занимались ими еще в советские времена. И заменить этих сотрудников, некоторым из которых уже исполняется по 70–80 лет, на сегодняшний день попросту нечем.



Молодые специалисты НТЦ ЭЭС – призеры и участники IX Международной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи», октябрь 2018 года

3–5

лет занимает процесс подготовки специалиста в стенах НТУ

– Планируете ли вы как-то исправлять сложившуюся ситуацию?

– Да, и активно этим занимаемся. Наши молодые специалисты пишут свои аналоги алгоритмов, разработанных ранее их старшими коллегами. Делается это постепенно, блок за блоком. Дублирующий фрагмент алгоритма должен эффективно решать ту же задачу при всех аналогичных схемно-режимных условиях. Так маленькими шажками мы, с одной стороны, воссоздаем алгоритм целиком и делаем его менее уникальным, с другой – обучаем нового специалиста. Мы уже практически продублировали алгоритм статической устойчивости и приступили к гораздо более сложному процессу расчета динамической устойчивости.

– Как организован процесс подготовки молодого ученого в стенах НТЦ? Существуют ли специализированные учебные программы?

– Безусловно. Именно наличие собственных программ обучения позволяет нам компенсировать недостатки вузовского преподавания. Если раньше процесс подготовки молодого ученого в стенах НТЦ занимал год, то сейчас – от трех до пяти лет. Поэтому студентов на подготовку мы берем уже начиная со второго курса и фактически параллельно с вузами занимаемся их образованием.

Специальные учебные программы позволяют нам как можно более эффективно передавать необходимые опыт и знания новому поколению ученых. Такая программа, например, успешно реализуется у нас по направлению ЦСПА и СМЗУ.



Электродинамическая модель энергосистемы состоит из более тысячи единиц физических моделей оборудования. Машинный зал ЭДМ

Под знаком качества

– Расскажите про остальные 50 процентов проектов НТЦ ЕЭС, которые институт выполняет для внешних организаций. Какова направленность данных работ?

– Во-первых, это проектирование и развитие электроэнергетических систем. НТЦ принимает участие в разработке схем и программ развития субъектов Российской Федерации, комплексных программ развития дочерних и зависимых обществ ПАО «Россети», проводит технико-экономическое обоснование строительства, реконструкции и модернизации объектов электроэнергетики, комплексов противоаварийной автоматики, устройств релейной защиты. Также мы проектируем схемы выдачи мощности электростанций, схемы внешнего и внутреннего электроснабжения потребителей, осуществляем работы по оценке уровней токов короткого замыкания и определяем мероприятия по их ограничению.

Следующий блок – это обеспечение управляемости и системной надежности ЕЭС России. В этой части специалисты НТЦ выполняют работы с использованием цифро-аналого-физического комплекса: проводят комплексные испытания микропроцессорных устройств, испытания, проверку и наладку устройств управления, регулирования, автоматики и защиты, испытания цифровых регуляторов возбуждения.

В области режимного и противоаварийного управления институт осуществляет разработку рекомендаций и технических решений по созданию и модернизации систем противоаварийной автоматики при новом строительстве, техническом перевооружении или реконструкции объектов электроэнергетики.

Также НТЦ занимается созданием и внедрением автоматизированных систем управления на энергообъектах России и стран СНГ, начиная с разработки проекта и заканчивая его сдачей в эксплуатацию, обеспечивает гарантийное и послегарантийное обслуживание.

– Как в целом вы оцениваете положение НТЦ ЕЭС на рынке научных исследований и опытно-конструкторских разработок?

– Сегодня появилось достаточно много проектных институтов, что можно объяснить небольшим набором инструментов, необходимых для реализации таких проектов. В частности, организации требуются программный комплекс

2700 кв. м

занимает электро-
динамическая
модель
энергосистемы

для проведения расчетов, несколько квалифицированных расчетчиков и набор документов, подтверждающих ее легитимность. Подобная ситуация приводит к большой конкуренции и зачастую к необоснованному снижению стоимости договоров. При этом качество проектов, выполняемых небольшими организациями, оставляет желать лучшего. Конечно, спрос на услуги НТЦ в этой сфере существенно возрастает, если заказчик выдвигает повышенные требования к исполнителю по численности сотрудников, их квалификации, наличию материальной базы и опыта.

В отношении наукоемких работ ситуация другая. Здесь институт занимает стабильно высокую позицию. В сфере электроэнергетики бренд НТЦ ЕЭС – это знак качества. В число наших основных заказчиков входят ПАО «РусГидро», АО «Росэнергоатом», ПАО «ФСК ЕЭС», региональные сетевые компании, ТГК, ОГК, «Силовые машины», РУСАЛ, ABB, Siemens, Alstom и многие другие. Всё это благодаря широкой тематике реализуемых проектов, накопленному опыту исследований, высокопрофессиональным кадрам и уникальному экспериментальному оснащению.

– В чем заключается уникальность научно-экспериментальной базы НТЦ? Планируется ли ее модернизация?

– Экспериментальная база НТЦ ЕЭС представляет собой удачный синтез наследия советских времен и новейших цифровых технологий. Основным ее компонентом является цифро-ана-

лого-физический комплекс (ЦАФК). Он включает в себя самую крупную в мире электродинамическую модель (ЭДМ) энергосистемы, состоящую из более тысячи единиц физических моделей оборудования: генераторов, первичных двигателей, силовых трансформаторов, линий электропередачи, комплексной нагрузки, передач постоянного тока и так далее. Создавать ее начали еще в 1950-е годы. ЭДМ расположена в отдельном лабораторно-техническом корпусе НТЦ ЕЭС общей площадью 2700 квадратных метров и занимает три основных этажа здания. Большая удача, что сотрудникам института удалось сохранить модель и само здание в период «лихих девяностых». На протяжении всего времени существования она постоянно совершенствовалась, обрастая новыми, все более современными устройствами.

Плановая модернизация ЦАФК продолжается и сегодня. Благодаря большому разнообразию основного и вспомогательного оборудования, а также гибкой системе планирования и регистрации эксперимента современный цифро-аналого-физический комплекс позволяет моделировать электрические режимы и аварийные электромеханические переходные процессы в энергосистемах практически любой сложности с учетом индивидуальных особенностей реальных энергообъектов. Именно поэтому комплекс является для нас незаменимым инструментом, позволяющим проводить качественные испытания вновь вводимых программно-технических комплексов и оборудования. Например, тех же регулирующих устройств и устройств противоаварийной и режимной автоматики, значительная часть которых закупается сегодня за рубежом. До начала эксплуатации такое оборудование должно быть испытано на физической модели энергосистемы, наиболее полно воссоздающей условия реальной энергосистемы.

В 2012 году экспериментальная база НТЦ ЕЭС пополнилась новым программно-аппаратным комплексом «Цифровая модель реального времени», или RTDS. Комплекс позволяет подключать к реализуемым на нем цифровым моделям энергосистем практически любые реальные устройства управления, регулирования, релейной защиты и автоматики. В ближайшем времени мы планируем провести его модернизацию.



Системы управления физическими моделями элементов энергетического оборудования

Универсальное
низовое устройство
ЦСПА – собственный
проект НТЦ ЕЭС

– Какие проекты в сфере сотрудничества со сторонними энергокомпаниями являются для вас сейчас приоритетными?

– Во-первых, это те проекты, по которым заключены договоры и есть определенные обязательства. Среди них: разработка схем выдачи мощности генерирующих объектов для ПАО «ТГК-1», разработка схемы выдачи мощности ПГУ-ТЭС Ударная по заказу инжиниринговой компании «ВО «Технопромэкспорт»», исследование применимости устройств FACTS в электрических сетях ПАО «Ленэнерго», разработка схемотехнических решений по обеспечению надежного электропитания объектов для ПАО «НК «Роснефть»», испытания регуляторов возбуждения синхронных генераторов для генерирующих объектов АО «Концерн Росэнергоатом» и ряд других работ.

Во-вторых, нам необходимо оправдать вложенные инвестиции в модернизацию RTDS, поэтому направление работ с использованием данного комплекса является для нас также приоритетным. У института есть определенные обязательства перед Системным оператором в части выполнения показателей доходности данного проекта.

Если говорить о ближайшей перспективе, то в скором времени мы планируем подписать договор с одним из подразделений Росатома. В рамках сотрудничества мы уже провели для них ряд исследований. Сейчас ведем переговоры о заключении конкретных соглашений.

– Что касается тех направлений деятельности, по которым работал НИИПТ – техника высоких напряжений, передачи и вставки постоянного тока, преобразовательная техника. Существует ли спрос на подобного рода проекты, и может ли НТЦ выполнять их сегодня?

– При необходимости НТЦ может взяться, например, за разработку технико-экономического обоснования передач постоянного тока или вставок постоянного тока. В настоящее время я вхожу в рабочую группу, созданную при Концерне «Росэнергоатом», целью которой является рассмотрение вопросов передачи электроэнергии постоянным током высокого напряжения. Сегодня в нашей стране это направление является слабо востребованным. Однако, учитывая определенные преимущества передач постоянного тока (такие как возможность передавать большие объемы электроэнергии на большие расстояния с наименьшими потерями, транспортировать электроэнергию между несинхронизированными энерго-



Вычислительный программно-аппаратный комплекс «Цифровая модель реального времени» RTDS

системами переменного тока и энергосистемами с разной частотой, предотвращать каскадные развития аварий между отдельными частями крупной энергосистемы), есть перспективы использования компетенций НТЦ ЕЭС и в этом направлении.

– Реализует ли НТЦ ЕЭС собственные проекты?

– Да, и их достаточно много. И, как правило, наши собственные проекты являются весьма трудозатратными. В качестве примера могу привести разработку нового низового устройства ЦСПА. Данный проект находится уже на стадии завершения: мы написали алгоритм устройства и сейчас занимаемся вопросами его материально-технической оснащенности. То есть за собственные средства создаем опытный образец. Уникальность этого оборудования заключается в его универсальности. Устройство может быть использовано как самостоятельно, так и в качестве составной части для создания более сложного низового устройства. То есть фактически мы придумали низовой комплекс, который в случае необходимости можно нарастить универсальными «кубиками» и, таким образом, без лишних затрат и усилий увеличить набор управляющих воздействий на энергообъекте. Данное оборудование – более простая и качественная альтернатива существующим на рынке сложным и громоздким низовым устройствам. В этом году мы

Мы хотели бы развить свои компетенции в сторону систем сбора и обработки информации и управляющих программно-технических комплексов

планируем закончить проект и будем выдвигать его на рынок. Думаем, наш продукт заинтересует производителей электротехники. Если говорить о долгосрочном эффекте от внедрения, то мы надеемся существенно расширить область применения ЦСПА благодаря дешевизне устройства и возможности его применения на большем количестве энергообъектов и в энергосистемах с разной инфраструктурой.

Будущее не за горами

– Какой вы видите роль НТЦ в связи с последними тенденциями к цифровизации отрасли?

– Как научно-технический центр Системного оператора мы фактически занимаемся цифровизацией в сфере планирования и управления режимами энергосистем. Примером тому могут являться наши программно-технические комплексы: ЦСПА, СМЗУ, АРУ РЗА и другие.

Со временем роль НТЦ в этом процессе будет только возрастать. Ведь появление в энергосистеме нового цифрового оборудования ставит перед институтом все новые задачи по его описанию и интеграции в расчетную модель энергосистемы. Фактически это означает, что мы будем заниматься доработкой алгоритмов наших программно-технических комплексов с учетом новых характеристик цифровых элементов энергосистем.

– Готовы ли вы осваивать новые для себя направления деятельности?

– Мы хотели бы развить свои компетенции в сторону систем сбора и обработки информации и управляющих программно-технических комплексов, таких как, например, используемая Систем-

ным оператором система класса SCADA «ОИК». Во-первых, роль подобных систем в связи с цифровизацией отрасли будет только возрастать. Во-вторых, на том же ОИК завязаны сегодня все разрабатываемые нами программно-технические комплексы. И, если получится сосредоточить в руках НТЦ разработку и тех и других ПТК, мы получим синергетический эффект: сможем лучше выстраивать взаимодействие программно-технических комплексов, проводить их более эффективную модернизацию и, как следствие, добиться более широкого распространения наших продуктов.

Также мы задумываемся об участии НТЦ ЕЭС в таком актуальном направлении, как применение накопителей в сфере генерации электроэнергии. К примеру, используя наш лабораторный комплекс, мы можем создать расчетную модель с учетом объектов генерации на основе ВИЭ, в связке с которыми обычно используются накопители, учесть определенный объем потребления в регионе, смоделировать и интегрировать в модель накопитель и по итогам сделать технико-экономическое обоснование применения этого устройства.

– Планируете ли вы структурные изменения в НТЦ ЕЭС? Если да, то с чем они будут связаны?

– О конкретных изменениях говорить еще рано. Пока что мы занимаемся оценкой деятельности общества за 2017 год. Результатом этой работы станет спектр мероприятий, направленных на оптимизацию финансово-хозяйственной деятельности НТЦ. Так что переменам быть! Но ведь, как известно, ничто не стоит на месте... Изменения происходят и в нашей головной компании, на качественно новый уровень переходит и сама отрасль, и мы, как ее составляющая, тоже не должны стоять на месте. |



Зал управления ЦАФК



ЛЕОНТИЙ КОРЯГИН:

«В наших руках и великая сила, и большая ответственность»

Работа Леонтия Ивановича Корягина на посту главного диспетчера ОДУ Сибири пришлось на один из самых непростых периодов в диспетчерском управлении – с 1994 до 2002 года. До этого было более полутора десятилетий работы заместителем начальника диспетчерской службы по АСДУ, а еще раньше – поступательный профессиональный рост в этой же службе, куда в далеком 1963-м он пришел после вуза совсем еще неопытным специалистом. Достигнув пенсионного возраста, Леонтий Иванович продолжил работать в должности начальника Службы организации РДУ, затем начальником Службы развития и технического перевооружения. На заслуженный отдых вышел лишь семь лет назад.

За без малого полвека работы в диспетчерском управлении Леонтий Иванович отмечен отраслевыми и государственными наградами: медалью «Ветеран труда», Почетной грамотой Минэнерго СССР, почетными знаками «Отличник энергетики и электрификации СССР», «85 лет Плана ГОЭЛРО», «90-летие оперативно-диспетчерского управления». Удостоен почетных званий «Заслуженный работник ЕЭС России», «Заслуженный энергетик СНГ», «Ветеран энергетики», «Ветеран оперативно-диспетчерского управления».

Память, память, за собою позови...

Леонтий Иванович коренной сибиряк, родился в предвоенном 1939 году в селе Утан Читинской области. Там, на полустанках Чернышевск-Забайкальский и Букачача, и прошло его детство.

Сибирь хоть и оставалась далеко от фронта, но война прокатилась и по ней. Мать воспитывала троих ребятишек одна, работала на железной дороге разнорабочей. Работа была тяжелой: таскали шпалы, забивали костыли, мерзли, недоедали.

«Жили мы в казарме на две семьи, – вспоминает Леонтий Иванович, – и кроме нашего домишки больше на этом разъезде не было ничего. В школу нужно было ходить пешком семь километров, вдоль рельсовой дороги. Отпускать ребенка одного, да еще по такому опасному пути, мать не решалась. Поэтому в первый класс я пошел с девяти лет.

Ходили мы в школу вдвоем с соседским мальчиком. Оба были маленькими, не слишком крепкими, преодолеть несколько километров по рельсам и шпалам было непросто. И хотя уходили из дому затемно, времени нам хватало только на то, чтобы дойти до школы, получить задание от учительницы и отправляться в обратный путь. Зимой по снегу и морозу ходить было трудно, так что ночевали у знакомых в поселке, в избенке с курами и поросятами».

На вопрос, что больше всего запомнилось из детства, Леонтий Иванович с грустной улыбкой отвечает: «Помню, что постоянно хотелось есть».

«Жили скудно, как и все в те военные и первые послевоенные годы. В домишке, а скорее землянке, где поселилась наша семья, не было даже деревянного пола. Мать с сестренкой спали на каком-то топчане, а мы с младшим братишкой на земляном полу. За ночь он остывал так, что порой волосы примерзали к земле, несмотря на то, что с вечера жарко натапливали печку: зимы в Забайкалье суровые, мороз доходил до 40 и даже 50 градусов.

Игры у детворы того времени были незамысловатыми – играли в лапту, гоняли бабки, палочкой катали велосипедные колеса. В школе играли в «пристенок» на мелочь. А на Пасху катали с горки яйца, запускали их через само-



Леонтий Корягин с мамой, младшим братом Юрием и сестрой Лидией, 1953 год

варную трубу. Если чье яйцо собьешь – забираешь его. Раз я выиграл много яиц и с голодухи сразу все их съел, всухомятку, потом животом маялся».

В школе, где учился Леня, было всего 4 класса. Чтобы дать сыну образование, мать уволилась с работы на разъезде, и семья переехала в поселок Букачача, где Ефросинья Петровна устроилась поваром в медсанчасть.

«Переезд – это громко сказано, – улыбается Леонтий Иванович. – Кроме коровы, никакого транспортного средства у нас не было, поэтому погрузили свой нехитрый скраб на телегу с возом сена, привязали ее к корове, сами забрались на верх стога. Так и переехали.

После 9 класса поступил в вечернюю школу, а днем работал. Парень я к тому времени был уже самостоятельный, к тому же старший сын в семье, нужно было помогать матери, ее копеечного заработка нам, троим детям, не хватало».

Хотя уходили из дому затемно, времени нам хватало только на то, чтобы дойти до школы, получить задание от учительницы и отправляться в обратный путь

Трудная дорога к знаниям

Я уже знал, почем фунт лиха, возвращаться на стройку не входило в мои планы

Первым местом работы Леонтия стало предприятие «Забайкалуголь». Направили парня на строительство брызгального бассейна для охлаждения циркуляционной воды Букачинской ТЭЦ.

«Работал плотником-арматурщиком 4 разряда: гнул арматуру, выполнял плотницкие работы. Работать приходилось и в дождь, и в снег, и в крепкие морозы. Поработал я на стройке год и понял: чтобы выжить и как-то более удачно устроить свою судьбу, нужно учиться.»

Ближайший технический вуз располагался в Томске. Туда я и отправился. Три дня ехал на поезде. Взял буханку хлеба да шмат сала, деньги мать в исподнее зашила. Приехал за месяц до экзаменов на подготовительные курсы, чтобы «подтянуться» по английскому языку: учительницы английского у нас в школе не было, а экзамен сдавать нужно. Койку в общежитии мне дали бесплатно, но отправили на обязательную «отработку»: 16 часов отработать на благо города. Работали на озеленении, посадке деревьев, красили заборы. Так что к красоте Томска и я приложил руку».

Профессиональный путь Леонтий выбрал хоть и случайно, но очень точно, за что много

раз поблагодарил судьбу. Томский политехнический институт по специальности «Электрические станции, сети и системы» он окончил в 1963 году, получив квалификацию инженера-электрика.

«Посмотрел на списки, где какой конкурс, и выбрал где поменьше – на электроэнергетический факультет. «Поменьше» – это 900 абитуриентов на 150 мест. Конкурс хоть и не самый высокий, но все же немалый. Особенно для такого паренька, как я – из дальнего забайкальского поселка. Но я уже знал, почем фунт лиха, возвращаться на стройку не входило в мои планы. Подготовился как следует и поступил.»

Учеба давалась упорным трудом. Нам, приехавшим из глубинки, нужно было и учиться, и думать о куске хлеба. Я хоть и получал стипендию все годы учебы, но она была небольшой – 30–40 рублей. По рублю на день, да еще три рубля в месяц нужно было отдать за общежитие. Если мать когда пришлет 10 рублей – это был праздник! Правда, купить на те деньги в Томске было особенно нечего – ржавая соленая селедка да хлеб, но для пустого студенческого желудка и то хорошо.

Когда я потом приехал в Кемерово и зашел в Первый Универсам, что недалеко от ОДУ Сибири, – это было что-то невероятное! Колбасные полки в несколько рядов, а запах!.. После кильки в томате да селедки – как будто в продуктовый рай попал».

Первую производственную практику студент Томского политехнического института Леонтий Корягин проходил в городе Ангарске, на ТЭЦ-1 – одной из крупнейших в то время электростанций высокого давления на территории Сибири и Дальнего Востока. А после третьего и четвертого курса – на Новосибирской ТЭЦ-3, в электроцехе. Там-то, говорит Леонтий Иванович, он по-настоящему приблизился к профессии, потрогал ее руками и понял, что энергетика – его призвание и судьба.

В 1950–1960-е годы для студентов обязательной летней программой была работа в стройотряде. Для студентов-энергетиков легендарный «третий трудовой семестр» проходил на энергетических стройках, которые развернулись по всей стране. После первого курса Леонтий с однокашниками отправились на север Том-



Стройотрядовцы Томского политехнического института. Разгрузка баржи на строительстве межколхозной Иксинской ГЭС. Леонтий Корягин первый слева, 1959 год

ской области, где недалеко от села Подгорное, на реке Икса, строилась межколхозная гидроэлектростанция – Иксинская ГЭС.

«Эта малая ГЭС не дождалась до сегодняшнего дня, ее агрегаты списаны и демонтированы. Потребности Томской области сегодня полностью закрываются предприятиями большой энергетики. А в 1950-е годы, в период промышленного подъема, колхозам нужна была энергия, поэтому строили малые ГЭС. Вот в этом строительстве мне и довелось участвовать».

Время первых

По окончании вуза Леонтию Ивановичу предстояло распределение на Новосибирскую ТЭЦ-3, где он проходил производственную практику и где его уже знали. Но судьба распорядилась иначе. Первым и последним местом работы выпускника ТПУ Леонтия Корягина стало Объединенное диспетчерское управление энергосистемами Западной Сибири (ОДУ Западной Сибири, в 1966 году переименованное в ОДУ Сибири).

«Об ОДУ Сибири я впервые услышал, находясь на преддипломной практике в Томском отделении проектного института «Теплоэлектропроект» (ТомТЭП) весной 1963 года, – рассказывает Леонтий Иванович. – Там-то мне

и подсказали при распределении проситься на работу в эту молодую и перспективную организацию.

У ТомТЭПа уже были производственные связи с ОДУ Сибири. Шло бурное строительство энергетических объектов, и в ТомТЭПе хорошо знали некоторых руководителей служб ОДУ, в частности, Марэна Ильича Кобытева, который до этого работал в Томскэнерго и которого очень ценили коллеги как грамотного специалиста и душевного человека. А о начальнике ОДУ Сибири, Владимире Николаевиче Ясникове, рассказывали не просто с большим уважением, а с восхищением.

Перспектива поработать в такой солидной организации, да еще под руководством талантливой начальницы, очень импонировала. Тем более, что несколько выпускников ТПУ чуть раньше, в 1959 году, уже уехали в Кемерово. Там, в столице Кузбасса, приказом Союзглавэнерго № 24 от 9 сентября 1959 года, было создано Объединенное диспетчерское управление энергосистемами Западной Сибири.

И вот 1 августа 1963 года я благополучно добрался до города Кемерово. Придя в ОДУ Сибири, сразу почувствовал атмосферу доброжелательности. Меня поразило то, с каким вниманием начальник ОДУ отнесся ко мне, молодому специалисту. Первым делом, узнав, что никакого жилья у меня нет, Владимир Николаевич предложил переночевать в своем кабинете. Вызвал техничку Елену Трофимовну Шачневу и попросил организовать раскладушку. Так я свой первый рабочий день, вернее ночь, провел в кабинете начальника ОДУ. На следующий день он позвонил директору Кемеровской ГРЭС и договорился о комнате в общежитии.

Через некоторое время на работу в Кемерово приехали однокурсники, также получившие распределение в ОДУ Сибири: Анатолий Викторович Губерт и Геннадий Ефимович Снеженко».

Владимир Николаевич Ясников предложил молодому специалисту посменную работу в диспетчерской службе. В ОДУ Сибири к 1963 году штат был совсем небольшой – Леонтий Корягин получил удостоверение за номером 62.

«Диспетчерская служба только создавалась. В нее-то меня и определили. Но прежде чем приступить к самостоятельной работе,

О начальнике ОДУ Сибири, Владимире Николаевиче Ясникове, рассказывали не просто с большим уважением, а с восхищением



На Иркутском водохранилище во время производственной практики на Ангарской ТЭЦ-1, 1961 год

Мы считали делом чести работать так, чтобы ни у кого не возникало даже тени сомнения в безупречности действий диспетчерского центра

диспетчеру нужно было пройти обучение, ознакомиться с оборудованием.

Сначала ездили по всем электростанциям Сибири, крупным подстанциям, вникали в их работу изнутри. Потом стажировались, сдавали экзамены.

Курировал нашу стажировку старший дежурный диспетчер Александр Данилович Алешин, немного позже он был назначен начальником диспетчерской службы, а затем заместителем главного диспетчера.

Алешина я считаю одним из своих главных учителей в профессии диспетчера. К обучению будущих диспетчеров он подходил очень тщательно. Досконально расписывал подробную программу на месяц: какие цеха пройти, какие технологии освоить. Мы изучали всю схему технологического цикла вплоть до расположения котлов, турбин, топливоподачи, распределительного устройства. Сдавали множество экзаменов. С августа я ездил по Сибири, в марте сдал экзамен на должность диспетчера и потом еще несколько месяцев «дублировался» под руководством наставников».

На вопрос о том, чем запомнилась первая самостоятельная смена, Леонтий Иванович ответил неожиданно, но очень точно.

«В диспетчерской службе самостоятельная смена – понятие очень относительное. В смене всегда как минимум два человека: диспетчер

и старший диспетчер – это и есть самостоятельная единица, внутри которой должно быть полное взаимопонимание, четкое взаимодействие и доверие.

Чаще всего мне выпадало дежурить с Алешиным. Дежурил и с другими «первенцами» оперативно-диспетчерской службы: Владимиром Васильевичем Скаленко, Николаем Тихоновичем Стрелковым, Вадимом Александровичем Калиным.

И хотя диспетчеры «первого призыва» были старше всего на несколько лет, я у них многому учился. Прежде всего, пониманию того, что энергосистема – это не просто совокупность электростанций, линий электропередачи и тепловых сетей, связанных одним технологическим циклом и общностью режима. Это постоянно изменяющийся живой организм, который нужно чувствовать, как самого себя, изнутри. Понимать, как справиться с «болью» (аварией или технологическим нарушением, отклонением в режиме работы), и как она может отразиться на «самочувствии» всего организма.

Первые диспетчеры энергосистемы Сибири гордились своим предназначением, принадлежностью к особой «касте» профессионалов высокого класса, на которых возложена и высочайшая ответственность.

«Очень трепетно они оберегали престиж профессии, – отмечает Леонтий Иванович. – И нас учили стремиться к совершенству и непререкаемому авторитету в среде профессионалов. Мы считали делом чести работать так, чтобы ни у кого не возникало даже тени сомнения в безупречности действий диспетчерского центра».

От логарифмической линейки к компьютеру

Одновременно с формированием энергосистемы шло становление диспетчерской службы.

«В 1960-е годы у диспетчеров не было таких надежных помощников, как сейчас – современного диспетчерского щита, программного обеспечения. Кроме частотомера и прибора измерения перетока между Кузбассом и Новоси-



Коллектив диспетчерской службы ОДУ Сибири, 1976 год

бирском никаких других приборов не было. Всю информацию о перетоках, об уровнях напряжения мы, диспетчеры, получали по телефону.

Средства телесигнализации и противоаварийная автоматика только-только начали разрабатываться. Телеизмерения были примитивными, передавались с большими задержками. Режимы работы станций задавались голосовыми командами по телефону.

Я мог нарисовать всю схему энергосистемы Сибири, начиная от напряжения 220 кВ и выше. Со всеми линиями электропередачи, трансформаторами, разъединителями, выключателями. Мы знали и сечения проводов, и допустимые нагрузки. Тогда это было необходимо.

Графики нагрузки тоже формировались вручную. По каждой энергосистеме велась огромная ведомость. Систему аппаратного формирования диспетчерской документации мы начали внедрять в конце 1960-х – начале 1970-х годов.

Первый диспетчерский щит ОДУ Сибири был простым, панельным. Завод «Электропульт» выпускал глухие панели, на них высверливались места для ячеек выключателей, к которым подводилось питание 60 вольт и две лампочки. Их вручную переключали в нужное положение: «Включено» – зеленая и «Отключено» – красная.

По мере строительства и ввода новых линий и электростанций мы сами наносили их на щит. Линии электропередачи наклеивали из полосок, вырезанных из оргалита: 35 кВ – желтым цветом, 110 кВ – красным, 220 кВ – белым.

По мере развития телемеханики и связи, сигналы положения выключателей стали передаваться на щит с энергообъектов, электростанций и подстанций автоматически. Кроме того, к диспетчеру стали поступать измерения перетоков по контролируемым сечениям, за которыми требовалось постоянно следить, чтобы не выходить за нормативные пределы и не допустить нарушения устойчивости.

Управлять режимами энергосистемы в тех условиях было сложно. Особенно трудно стало, когда к Западной Сибири через Красноярскую энергосистему по транзиту 110 кВ на параллельную работу подключилась Иркутская энергосистема. Образовалось мощное энергообъединение, с большим количеством энергообъектов, но слабыми на тот момент связями 110 кВ. Поэтому несколько раз за смену возни-



Николай Тихонович Стрелков и Леонтий Иванович Корягин на Первомайской демонстрации, 1985 год

кали асинхронные ходы и происходило разделение энергосистем. Пока не были построены линии электропередачи 500 кВ, которые крепко связали Красноярскую энергосистему с Иркутской и энергосистемой Кузбасса.

Сегодня диспетчеру работать не проще, но комфортнее. Системы телемеханики позволяют видеть все параметры в режиме реального времени, что существенно облегчает работу.

В то же время сейчас намного больше объектов управления и более сложные, напряженные режимы. Постоянно ужесточаются требования, особенно к напряжению и частоте. На Западе эталоны напряжения и частоты были введены давным-давно. У нас же сначала, когда ОЭС Сибири работала отдельно от Единой энергосистемы, частота «плавала» очень серьезно: регулирующих возможностей не было, системы автоматического регулирования частоты и активной мощности только разрабатывались. Но и в этих условиях мы стремились соблюдать стандарты качества и надежности».

«Судьба у энергетиков единая. Единая с судьбой страны»

Бурное развитие экономики, создание территориально-производственных комплексов и связанный с этим ввод боль-

Сегодня диспетчеру работать не проще, но комфортнее. Системы телемеханики позволяют видеть все параметры в режиме реального времени, что существенно облегчает работу

шого объема энерго мощностей – все это потребовало перехода от региональных энергосистем к объединенным системам и соответствующего развития оперативно-диспетчерского управления.

«Развитие энергообъединения происходило с развитием сетевого строительства. За счет подключения новых энергосистем по линиям сначала напряжением 220 кВ, а затем – 500 кВ формировалась мощнейшая в России ОЭС.

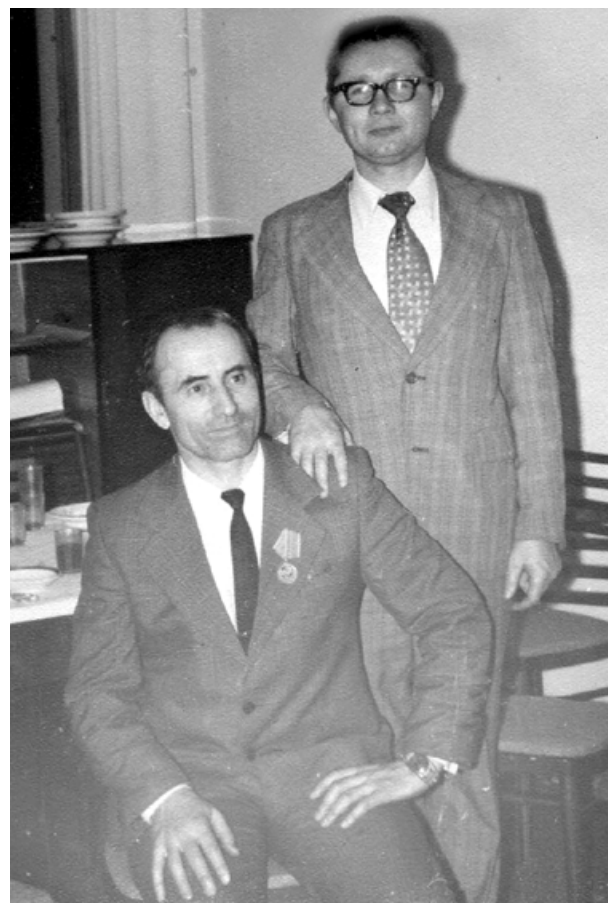
Не только в Сибири, но и вообще в стране и даже в мире строительство линий сверхвысокого напряжения только начали осваивать. Поэтому перед нами стояла задача проработать все вопросы их включения и диспетчерской эксплуатации.

Первые сибирские ЛЭП пропускной способностью 500 кВ вступили в строй в 1963 году. На моей памяти были построены линии электропередачи в габаритах 500 кВ Братск – Тайшет и Назарово – Кузбасс. Включались они поэтапно, сначала на напряжение 220 кВ, затем переводились на 500 кВ. Введение «пятисоток» позволило перевести ОЭС Сибири с временных связей на постоянные, дало возможность развить единую сеть».

Включение на параллельную работу позволило перераспределять энергию между энергоизбыточными (Красноярская, Хакасская, Иркутская) и дефицитными энергосистемами. Появилась возможность обеспечивать перетоки электроэнергии между регионами в случае аварий или ремонтов, а также учитывать разницу максимумов электрической нагрузки в разных часовых поясах.

«В первые годы наблюдался большой дефицит мощности в энергосистеме, возникали трудности с покрытием максимума нагрузки. Регулярно производились отключения и ограничения потребителей, чтобы не опустить частоту ниже минимально допустимой нормы и не нарушить устойчивость электропередачи».

В 1978 году ОЭС Сибири была подключена на параллельную работу с Единой энергосистемой СССР. Это стало результатом большой и напряженной работы коллектива ОДУ Сибири.



Леонтий Иванович Корягин (заместитель начальника диспетчерской службы по АСУ) и Владимир Васильевич Скаленко (заместитель начальника диспетчерской службы по оперативной работе). Празднование Дня энергетика, 1984 год

Леонтий Иванович к этому времени проработал в энергоуправлении 15 лет, на которые выпали основные события, связанные с формированием энергосистемы.

«По сути, тот облик энергосистемы Сибири, который она имеет сейчас, закладывался именно в те годы, – говорит Леонтий Иванович. – 1960-е годы – это этап активного освоения и развития Сибири. Разработка крупных месторождений полезных ископаемых (КАТЭК в Красноярском крае, Кузнецкий угольный бассейн в Кемеровской области), строительство промышленных предприятий. Одновременно шло масштабное строительство крупных ГЭС, тепловых электростанций, создание магистральной сетевой инфраструктуры.

В 1961 году был введен в эксплуатацию первый гидрогенератор Братской ГЭС – самой крупной электростанции Ангарского каскада.

По сути, тот облик энергосистемы Сибири, который она имеет сейчас, закладывался именно в 1960-е годы

Важной задачей, которая стояла перед нами, была разработка устройств противоаварийной автоматики, позволяющих вести режимы оптимальной загрузки ГЭС в течение всего года

В этом же году пущены первые энергоблоки Назаровской ГРЭС и Красноярской ГРЭС-2. В 1963 году на Томь-Усинской ГРЭС запустили первый из четырех блоков единичной мощностью 200 МВт, в те годы он был самым современным в стране. В 1964 году поставлен под нагрузку первый энергоблок Беловской ГРЭС. В 1967 году включен в работу первый гидрогенератор Красноярской ГЭС, которая до 1978 года была самой мощной гидроэлектростанцией в мире, пока не построили Саяно-Шушенскую ГЭС. Южно-Кузбасская ГРЭС уже работала, развивалась Ново-Кемеровская ТЭЦ, строились станции в Барнауле. В Новосибирске пускали новые агрегаты на ТЭЦ-2, ТЭЦ-4. Началось строительство Усть-Илимской ГЭС, первые два гидроагрегата которой пущены в 1974 году. В Бурятии с 1976 по 1979 годы ввели эксплуатацию четыре энергоблока Гусиноозерской ГРЭС. Позднее, уже в 1995 году, в Восточном Забайкалье запустили первый энергоблок Харанорской ГРЭС.

В 1978 году Леонтий Иванович был назначен на должность заместителя начальника диспетчерской службы по АСДУ. Имея за плечами 12-летний опыт работы диспетчером, он стал активным участником разработки системы автоматического регулирования перетока мощности Сибирь – Казахстан с воздействием на ГЭС Ангаро-Енисейского каскада.

«Линии электропередачи по межзональному транзиту 500 кВ Сибирь – Казахстан – Урал к этому моменту были построены. На заключительном этапе необходимо было обеспечить переток между энергосистемами, внедрить и отрегулировать автоматику регулирования и ограничения перетока по сечению Сибирь – Казахстан.

В ОЭС Сибири уже работали гидроэлектростанции Ангаро-Енисейского каскада, а с пуском в 1978 году Саяно-Шушенской ГЭС и ее спутника, Майнской электростанции, доля гидрогенерации в энергосистеме Сибири возросла примерно до 65 %. Необходимо было полностью использовать имеющийся у нас гидропотенциал. Важной задачей, которая стояла перед нами, была разработка устройств противоаварийной автоматики, позволяющих вести режимы оптимальной загрузки ГЭС в течение всего года, вне зависимости от сезонных колебаний водности.

Перетоки сначала регулировали вручную, путем отдачи команд на регулирующие станции, потом стали внедрять автоматические устройства для регулирования и ограничения перетока. С внедрением первой, а затем второй очереди автоматизированной системы диспетчерского управления (АСДУ) стало гораздо проще решать задачи планирования, оперативного управления и автоматического регулирования.

Оглядываясь назад, с гордостью осознаю, что был свидетелем и активным участником важнейших процессов становления ОЭС Сибири. Краеугольные камни в фундамент энергосистемы Сибири были заложены прочно, благодаря чему она и сейчас работает надежно».

Леонтий Иванович и сейчас не теряет связи с ОДУ Сибири. Он – постоянный участник всех организуемых в ОДУ праздничных мероприятий в честь Дня энергетика, встреч ветеранов, маршей Победы.

Добрые традиции

Перебирая архивные фотографии, Леонтий Иванович останавливается на снимках, запечатлевших концерты, спортивные соревнования, выезды «на картошку».



День энергетика, 2012 год

«Работали мы напряженно, но в то же время как-то легко, весело. Коллектив был очень дружным, творческим.

К каждому празднику выпускали стенгазету. Был ответственный редактор в каждой службе, и каждая служба в шуточной форме, с юмором рассказывала о своей работе, сотрудниках, достижениях, подмечали и сложности, проблемы. Были у нас свои талантливые поэты и художники. Юрий Павлович Щеглов, Марэн Ильич Кобытнев, Борис Алексеевич Глуценко, Владимир Иванович Изотов, Мирослава Иосифовна Ляпина. Александр Данилович Алешин, кстати, написал слова гимна ОДУ Сибири, который ежедневно в конце рабочего дня звучит по внутренней радиосвязи:

*ОДУ, ОДУ, в трудных буднях надежный причал.
ОДУ, ОДУ, нас над Томью рассвет повенчал...*



Помощь города деревне. На уборке картошки работники ОДУ Сибири Николай Тихонович Стрелков, Анатолий Алексеевич Гришанов, Леонтий Иванович Корягин, Геннадий Ефимович Снегиренко, Михаил Алексеевич Воробьев, 1968 год

А Александру Владимировичу Бабушкину принадлежат слова песни, написанной к 35-летию ОДУ Сибири:

*Мы единством сибирским могучи.
ОДУ – коллективный наш труд!
Победим непрístupные кручи.
Нас деянья великие ждут!*

Все праздники, детские утренники, новогодние вечера проводили самостоятельно, никаких артистов не приглашали. Сами придумывали, сами воплощали на сцене. Все службы участвовали в подготовке «энергетических капустников». В службе телемеханики и связи работал Александр Иванович Трегуб, который выдавал вирши по всем случаям – по задержке заработной платы, по затоплению колодца связи вешними водами и т. д. Сам читал эти стихи – серьезно, без улыбочки на лице, но весь зал держался за животы от смеха.

Одним из любимых занятий была охота. Ходили на охоту вместе с коллегами – Евгением Владимировичем Каменским, Анатолием Викторовичем Губертом, Владимиром Иннокентьевичем Ковелиным и Владимиром Прокопьевичем Змерзлюком. Выезжали в шесть часов утра, возвращались в восемь вечера. Правда, чаще приходили без добычи. За все время охоты подстрелил косачей не больше двух десятков да с десяток зайцев. Но походить с ружьишкой любили. Зимой на лыжах – уезжали на автобусе километров за 50 в сторону Юрги, там километров 15–20 по лесу, по целику находишься – так хорошо.

Турбазу ОДУ Сибири строили своими силами, всем коллективом. Николай Тихонович Стрелков (он мужик деревенский, знающий толк в плотницком деле) был бригадиром. Недалеко от нынешнего здания ОДУ Сибири стояло бревенчатое здание областной детско-юношеской туристской станции. Оно пошло под снос, и начальник ОДУ Владимир Николаевич Ясников как-то добился, чтобы нам разрешили им распорядиться. Мы всё его разобрали по бревнышкам, пронумеровали и перевезли на участок, который нам выделили под турбазу.

Ясников сам спроектировал здание. До мельчайших подробностей произвел все расчеты, вплоть до того, где положить каждое бревно.

Вокруг турбазы сплывался коллектив. Строили ее с трудом, но весело. Вечером у ко-

стра сидели – воспоминания, байки, песни. В то время садовые кооперативы только зарождались, дачные участки мало у кого были. Поэтому лето проводили на турбазе, с семьями, детьми. Сначала строили, потом просто отдыхали, проводили спортивные соревнования.

Трудности – они сплачивают. А роскошь и излишества развращают и разъединяют.

Радостно, что многие добрые традиции сохраняются, и до сих пор я с удовольствием прихожу на «энергетические капустники» – концерты художественной самодеятельности, которые проводятся в ОДУ Сибири в День энергетика».

Повелители энергии

Изучив всю технологическую цепочку и «посупав» все этапы производства и распределения электроэнергии, Леонтий Иванович уверен: работа в оперативно-диспетчерской службе серьезно отличается от работы не только эксплуатационного, но и диспетчерского персонала энергопредприятий. Более широким охватом знаний и способностью оперировать сложными и большими массивами информации.

«Диспетчеру «на передовой» легко работать, когда у него надежный тыл – опытные и квалифицированные коллеги из технологических служб. Конечно, были и отказы автоматики, и ложные отключения оборудования по техническим причинам – проектным или монтажным недоработкам либо из-за ошибок персонала. Возникавшие проблемы в основном решались персоналом служб: электрических режимов, релейной защиты и автоматики, службы телемеханики и связи. Затем, с развитием вычислительной техники, все более активное участие в автоматизации процесса управления электроэнергетическим режимом принимал вычислительный центр. Каких-то сверхчеловеческих усилий, чтобы включить в работу какой-либо объект, я не припоминаю: всё делалось организованно, в плановом порядке, на основе точных расчетов.

Говоря о сути профессии диспетчера, Леонтий Иванович делится своими сокровенными мыслями:

«В молодости я ощущал какую-то необыкновенную гордость, которой ни с кем не де-

лился, но внутри себя очень явно осознавал. Дежуришь на ночной смене, и чувствуешь себя большим руководителем большой энергосистемы, практически повелителем энергии, от команд которого зависит четкая работа энергосистемы, благополучие огромной территории.

Возникало чувство, будто сидишь за рулем огромного агрегата, который невозможно быстро разогнать или остановить, а можно плавно управлять, предвидя ночные провалы нагрузки или другие отклонения в режиме. И хотя в управлении этим агрегатом задействованы автоматические средства, диспетчер не может слепо доверяться автоматике, а должен контролировать ее работу. Конечно, на действия противоаварийной автоматики диспетчер не сможет повлиять – это доли секунды, а вот в автоматическое регулирование можно вмешаться, если есть необходимость.

Мы понимали: в наших руках и великая сила, и большая ответственность. А значит, свою работу нужно выполнять уверенно, но очень точно».

Главные заповеди, которые Леонтий Иванович, передал своим ученикам, диспетчерам нового поколения: «Учи матчасть» и «Не навреди».

«Нужно очень тщательно изучать программу подготовки – это база, без которой в работе диспетчера не обойтись. И принимать решения обдуманно, чтобы они не повлекли за собой вреда для энергосистемы, для потребителей.

Нужно очень хорошо знать оборудование, его особенности, режим работы. И не просто знать – чувствовать, как чувствуешь свои руки, ноги, мышцы. Внутренним ощущением понимать, какую нагрузку можно допускать, на какую мышцу какое напряжение подавать.

Конечно, неотъемлемыми качествами диспетчера являются выдержка, самообладание, хорошая реакция, сообразительность, аккуратность, четкость получения информации, ее усвоения и передачи. Грамотные, логически обоснованные команды на выполнение тех или иных операций – одна из основ работы диспетчера.

Оглядываясь назад, могу твердо сказать: горжусь высоким званием энергетика и тем, что в становлении ОДУ Сибири есть частица моего труда, опыта и вдохновения!»

Трудности – они сплачивают. А роскошь и излишества развращают и разъединяют

Нужно очень хорошо знать оборудование, его особенности, режим работы. И не просто знать – чувствовать, как чувствуешь свои руки, ноги, мышцы



Якутия (ОДУ Востока)

Жители Республики Саха (Якутия) празднуют Новый год дважды: вместе со всеми зимой и по древней традиции – 21 июня, в день летнего солнцестояния (в наше время проведение праздника варьируется в период между 10 и 25 июня). Он носит название Ысыах.

Зимнее празднование имеет свои особенности. В Якутии популярны собственные новогодние персонажи: Чысхаан – хозяин легендарного Оймяконского холода, ЭИээ Дьыл – бог Зимы и Нового года и Хаарчаана – полный прототип Снегурочки. Они являются визитной карточкой республики.

В Новый год в Якутии на праздничном столе предлагаются такие блюда, как строганина, саламат – мучная каша или густой мучной кисель из прожаренной муки, жареные караси, оладьи, жаркое из дичи, потроха, морс, кумыс, сливки.

Существуют определенные запреты, которые желательно соблюдать, например, в эти дни нельзя давать что-либо из дома – это предвещает убытки для семьи. Также существует примета: если в дом первым войдет пожилой мужчина, да еще с бородой, то это сулит достаток семье.

В рождественско-новогодние праздники старались приготовить как можно больше еды, чтобы для жителей дома год был сытым. В основном подавали блюда из рыбы, в том числе знаменитую каларуоку (уху), блюда из теста с различными начинками, самыми популярными считаются пирожки-калитки. Обязательно жарили в масле пироги из ржаной и пшеничной муки, начиненные толокном и посыпанные сахаром, их молодежь использовала для гаданий. Среди сладких пирогов один обязательно делали с солью, и считалось, что того, кому он попадется, в приходящем году ждет вступление в брак.



Бурятия (ОДУ Сибири)

В Бурятии новогодний праздник называется Сагаалган – Белый месяц, он приходится на разные дни в период с конца января до середины марта, на первое весеннее новолуние по лунному календарю. В этот месяц навещали родителей, родственников и друзей. В 1991 году Сагаалган в Бурятии был официально признан праздником с объявлением выходного дня.

Одной из традиций является приветствие в этот день, которое отличается от традиционного ежедневного этикета. Первым руки протягивает младший по возрасту человек, при этом делает это ладонями вверх. В ответ ему старший возлагает свои руки ладонями вниз на его. Подобная форма приветствия говорит об уважении, помощи и поддержке старшего поколения младшему.

Бурятский праздничный стол украшают мясные блюда: бухлер – крутой наваристый бульон из баранины, буузы (позы) – крупные пельмени с кониной, говядиной или бараниной с бульоном внутри, хошхоног – вареная прямая кишка,



Карелия (ОДУ Северо-Запада)

Зимний праздничный период у карелов называется Сяндума. Приходится он на период с Рождества Христова до Креще-

50 Герц | Ура, каникулы!

шарбин – лепешки с бараньим фаршем. Также обязательно должна быть молочная пища: сметана, сыр, творог, простокваша, урмэ или сушеные пенки – десерт из черемухи, сахара, сметаны и печенья, холисо – десерт из творога, черемухи и молока. Буряты издревле придавали продуктам такого рода особое значение, полагая, что они очищают и укрепляют здоровье, молоко же считалось символом плодородия и даром небес.



Татарстан (ОДУ Средней Волги)

В новогоднюю ночь детишек поздравляют Кыш-Бабай и его внучка Кар-Казы. Празднование проходит в кругу семьи, только после разрешается сходить в гости. С собой берут чак-чак – национальное татарское сладкое блюдо, которое считается символом гостеприимства. Также часто готовятся на татарский Новый год такие угощения, как губадия – круглый пирог с начинкой из риса, сушеного творога (корта), фарша, рубленых яиц, кураги, изюма и чернослива, урама – сладкое изделие, также называемое хворостом.

Однако традиционный татарский Новый год – это Навруз, он приходится на день весеннего равноденствия. Навруз является древнейшим земледельческим праздником, его происхождение связано с возникновением земледельческого календаря.



Удмуртия (ОДУ Урала)

В Удмуртии есть свой новогодний персонаж Тол Бабай – именно так зовут удмуртского Деда Мороза. По поверьям древних удмуртов, на прикамских просторах жили великаны – алангасары. Когда на земле появились люди, великаны решили уйти на далекий север. Только один великан не покинул родные места. Со временем этот алангасар набрался знаний, постиг язык зверей и птиц, узнал пользу растений и принял облик мудрого старца. Но к людям не выходил, боялся напугать. Однажды, когда он тайком следил за игрой детей, они заметили его, но не испугались. Вместе они начали играть в снежки и кататься с гор. Девтора с увлечением слушала волшебные рассказы великана. Нового друга дети называли Тол Бабай, что означает «зимний дед».

Удмуртский праздничный стол невозможно представить без пельменей. В столице республики Ижевске есть даже памятник пельменю. «Пельнянь» – так удмурты называют пельмень. В переводе с удмуртского языка это означает «хлебное ухо». Готовятся удмуртские пельмени не только с мясом, но и с рыбой, овощами, грибами, творогом, ягодами и даже с травами – рецептов этого блюда множество. Перепечи – еще одно незаменимое блюдо удмуртского праздничного стола. Это корзиночки из теста с приподнятыми и защипнутыми краями, в которые закладывают начинку. Перепечи готовят с мясом, картофелем, грибами, капустой, редькой, кашей, различными лесными травами, перемешанными с омлетом и луком. Удмурты подают перепечи всегда сразу с огня, очень горячими.





Северная Осетия (ОДУ Юга)

У осетин Новый год называется Ногбон и отмечается в ночь с 13 на 14 января. Многие традиции этого праздника связаны с культом огня. Ночью зажигаются костры, они должны гореть до утра, чем продолжительнее и выше пламя, тем с большей вероятностью семья будет избавлена от невзгод предыдущего года. Вокруг костров водят хороводы, поют песню «Сойсой», зазывая в дом изобилие и благосостояние.

К праздничному столу, помимо традиционно приготовленного мяса на огне – шашлыка, готовят различного вида лепешки с сыром, новогодние булочки в виде различных фигурок, так называемые басылта, а также большой ритуальный пирог Артхурон, который буквально переводится как «дитя солнца» – это подтверждение того, что предки почитали культ солнца и огня. Пирог предназначен только для членов семьи, разрезают его наутро после наступления Нового года кусками по количеству членов семьи. Еще одной деталью является то, что в пирог запекают монету: считается, что тот, кому она попадет, в наступившем году не будет знать материальной нужды. В начинку обильно кладут лучший сыр, яйца, масло, отварное зерно и злаки, поэтому он получается очень сытным.

С чего все начиналось... (ОДУ Центра)

Рассказывая о традициях празднования в разных уголках нашей страны, нельзя не вспомнить о том, какой многовековой путь прошел Новый год в истории России в целом.

Праздновать Новый год зимой повелел жителям России Петр Первый. В 1699 году он издал указ, согласно которому в ночь на 1 января каждого года (по юлианскому календарю) все жители страны празднуют приход нового года. Народные гулянья длились семь дней – за этот период каждый вечер возле Кремля гремели пушки, а в частных дворах пускали залпы из более мелких орудий. Ворота домов украшали еловые и можжевельные ветки, а на столбах висели смоляные

бочки, которые поджигались и придавали празднику торжественности. Все нововведения были заимствованы у европейских соседей.

При Екатерине II Новый год отмечали с размахом. В XVIII веке русский новогодний стол стал более изысканным и вкусным: в поварское искусство пришло стремление удивить, потешить гостей необычными и непривычными яствами. Историки рассказывают легенду о диковинном блюде, которое придворный повар-француз приготовил для императрицы в качестве сюрприза к новогодней трапезе. Рецепт кушанья был таков: в мясистые оливки вкладывались вместо косточек кусочки анчоусов, оливки являлись начинкой для выпотрошенного жаворонка, которого следовало вложить в жирную куропатку, а ту – в фазана. Последней оболочкой служил поросенок. Такое жаркое получило название «Императрица» и пользовалось большим успехом у петербургской знати.



К царствованию императора Николая I относится появление первой в России и Петербурге публичной новогодней елки. К концу XIX века красивый обычай наряжать елку стал уже привычным не только в русских городах, но и в деревнях.

Подобным образом Новый год праздновали несколько столетий, вплоть до революции 1918 года, когда новогодние гуляния вовсе запретили. Лишь в 1937 году традиция возродилась, а в 1947 году 1 января объявили выходным днем. С тех пор новогодние выходные эволюционировали и постепенно переросли в настоящие каникулы.

Редакция журнала «50 Герц» поздравляет коллектив Системного оператора с наступающим Новым годом! Желаем вам успеть совершить все понравившиеся обряды, собрать все добрые приметы и верить, что 2019 год будет счастливым и благополучным! |



Системный оператор
Единой энергетической системы

Иркутское РДУ

Плывут и плывут прибайкальские шири,
Саянские горы синеют вдали.
Нас встретит столица таежной Сибири,
любимый Иркутск, середина Земли...

стр. 48

