



ЭС-1 Центральной ТЭЦ, 100 МВт – бывшая электростанция «Общества электрического освещения 1886 года»



Диспетчерский центр ОДУ Северо-Запада



Северо-Западная ТЭЦ

# Дважды рожденные

Объединенное диспетчерское управление Северо-Запада в этом году отметило свое 25-летие. Это самое молодое из семи ОДУ в составе Системного оператора Единой энергетической системы.

ОДУ Северо-Запада было зарегистрировано 15 сентября 1992 г. Но это было уже его второе рождение, связанное с выходом прибалтийских республик из состава СССР и прекращением деятельности прежнего ОДУ Северо-Запада, располагавшегося в Риге и основанного в 1961 г. В действительности же история оперативно-диспетчерского управления энергетикой региона началась гораздо раньше и тесно связана с развитием самой крупной в составе энергообъединения Ленинградской энергосистемы.

## Колыбель российской энергетики

Ленинградская – одна из старейших энергосистем страны, ведь отечественная электроэнергетика зародилась в Санкт-Петербурге. В 1883 г. на Невском проспекте появились первые электрические фонари, питание которых обеспечивали электростанции, располагавшиеся на баржах. Уже через три года Александр III утверждает устав «Обще-

Сейчас в операционной зоне ОДУ Северо-Запада – 138 электростанций суммарной установленной мощностью 23,61 тыс. МВт (в том числе 110 установленной мощностью более 5 МВт), 1120 подстанций и 1525 ЛЭП 110-750 кВ общей протяженностью 44,84 тыс. км. Площадь территории операционной зоны ОДУ – 1 млн 542 тыс. кв. км, где живут 12,7 млн человек.

ства электрического освещения 1886 года, основанного Вернером фон Сименсом. С этого момента начинает свою историю одна из первых российских энергосистем, а ныне крупнейшая энергосистема Северо-Западного региона.

Организация системы оперативно-диспетчерского управления в стране также тесно связана с Ленинградом. В 1926 г. здесь образована одна из первых в стране оперативно-диспетчерских групп, необходимость

которой была вызвана вводом в эксплуатацию первенца ГОЭЛРО – Волховской ГЭС и городского кабельного кольца 35 кВ.

Героические страницы в историю диспетчерской службы вписаны в годы Великой Отечественной войны, нанесшей серьезный ущерб энергетике региона. В условиях нехватки генерации и сетевой инфраструктуры, а затем в первые послевоенные годы, когда шло интенсивное восстановление энергетики, управление режимом энергосистемы стало трудовым подвигом диспетчеров.

## Диспетчерский центр в Риге

Рост потребления и высокие требования к надежности энергоснабжения и управления электроэнергетическими режимами в конце 50-х – начале 60-х гг. привели к активному развитию межсистемных связей и формированию объединенных энергосистем. В январе 1961-го выходит приказ о создании диспетчерского центра энергосистем, охватывающих Ленинградскую, Псковскую, Новгородскую, Калининградскую области, Карелию, Эстонию, Латвию и Литву, и получившего наименование ОДУ Северо-Запада. ОДУ разместили в географическом центре энергосистем – в Риге, первым его начальником стал Юрий Аболин.

Через пять лет Объединенная энергосистема Северо-Запада была присоединена к ЕЭС СССР. Это событие стало следующим логичным шагом в интеграции балтийских энергосистем и важной вехой в истории оперативно-диспетчерского управления региона.

## Второе рождение

Распад СССР стал серьезным испытанием для отечественной электроэнергетики и в особенности – для ОЭС Северо-Запада. Необходимо было срочно решать вопрос переноса диспетчерского центра из Риги. 21 января 1992 г. Минтопэнерго РСФСР издало приказ № 12 «О создании ОДУ Северо-Запада в г. Санкт-Петербурге».

На время становления ОДУ обязанности по диспетчерскому управлению ОЭС Северо-Запада в составе Кольской, Карельской, Ленинградской, Псковской и Новгородской энергосистем были возложены на диспетчерскую службу «Ленэнерго».

Процесс организации нового ОДУ шел полным ходом. Его начальником назначили Виктора Решетова, авторитетного

специалиста и опытного организатора, долгое время возглавлявшего ОДУ Казахстана. Под его руководством за два года проведена колоссальная по объему и напряженности работа – от выбора площадки, проектирования, реконструкции и строительства здания до подбора, комплектации и подготовки персонала и создания технологической инфраструктуры. В ноябре 1994-го ОДУ Северо-Запада принял функции оперативно-диспетчерского управления объединенной энергосистемой. К 2000 г. заверши-

сегодня режимами территориальных энергосистем энергообъединения управляют семь филиалов АО «СО ЕЭС»: Архангельское, Балтийское, Карельское, Кольское, Коми, Ленинградское и Новгородское РДУ, при этом в операционную зону Ленинградской РДУ входят энергосистемы Санкт-Петербурга и Ленинградской области, Новгородского – энергосистемы Новгородской и Псковской областей, а Архангельского РДУ – энергосистемы Архангельской области и Ненецкого автономного округа.

лось строительство первой очереди здания и формирование коллектива. Это позволило возложить на ОДУ Северо-Запада функции оперативно-диспетчерского управления еще двумя энергосистемами – Архангельской и Республики Коми, а в дальнейшей и Калининградской энергосистемой.

## Филиал Системного оператора

2002 г. – особая веха в истории оперативно-диспетчерского управления, связанная со структурной перестройкой энергетики. ОДУ Северо-Запада на правах филиала вошло в состав ОАО «Системный оператор – Центральное диспетчерское управление Единой энергетической системы» – первой инфраструктурной компании, выделенной из состава ПАО «ЕЭС России» в ходе реформирования отрасли. В этот переломный для отрасли период ОДУ возглавлял Василий Синянский. Под его руководством ОДУ успешно справилось с созданием филиальной структуры и расширением функционала, вызванного ростом потребления электроэнергии, усложнением режимов и появлением новых задач по технологи-

ческому обеспечению работы оптового рынка электроэнергией и мощностями.

С образованием региональных диспетчерских управлений (РДУ) в ОЭС Северо-Запада изменилась организационная структура оперативно-диспетчерского управления, расширились границы энергообъединения. Теперь в него входило десять субъектов Российской Федерации – Санкт-Петербург, Мурманская, Калининградская, Ленинградская, Новгородская, Псковская и Архангельская области, Республики Карелия и Коми, Ненецкий автономный округ.

За четверть века специалисты ОДУ Северо-Запада выполнили большой объем работ, связанных с вводом в эксплуатацию на электростанциях более 6100 МВт новых и реконструированных энергообъектов в Объединенной энергосистеме. Введены важнейшие для электроснабжения энерго-районов современные источники генерации: парогазовые блоки по 450 МВт на Калининградской ТЭЦ-2, Северо-Западной ТЭЦ, Южной ТЭЦ-22, Правобережной ТЭЦ-5, блок 800 МВт Киришской ГРЭС, 460 МВт на Юго-Западной ТЭЦ, 221 МВт на Новгородской ТЭЦ, 100 МВт на ЭС-1 Центральной ТЭЦ, 110 МВт на Тихвинской ТЭЦ, 100 МВт на Усинской ТЭЦ, 75 МВт на Ярегской ТЭЦ. Суммарная мощность блоков ПГУ достигла порядка 4700 МВт (около 37% установленной мощности ОЭС). Протяженность линий 110-750 кВ возросла более чем на 5000 км. Построено 16 новых ПС 330-750 кВ и полностью реконструировано 15. Увеличение трансформаторной мощности составило около 22000 МВА. Среди проектов последних лет важнейшее значение имеют создание системы выдачи мощности Ленинградской АЭС-2, создание магистрального электрического кольца 330 кВ в Северной столице, строительство первого участка транзита 330 кВ Кольская АЭС – ПС 330 кВ Тихвин-Литейный от Кольской АЭС до ПС 330 кВ Лоухи, строительство первого участка второй цепи транзита 220 кВ от Печорской ГРЭС ВЛ 220 кВ Ухта – Микунь.

Для управления режимами энергообъектов ОДУ использует развитую систему телеинформации и телесигнализации. В общей сложности диспетчеры ОДУ получают более 15 тысяч телеканалов и свыше 12 тысяч телеизмерений, помогающих анализировать состояние энергосистемы и принимать верные решения. С 2015 года в ОДУ Северо-Запада реализуется пилотный проект по организации телеуправления оборудованием подстанций нового поколения из диспетчерских центров АО «СО ЕЭС» и центров управления сетями ПАО «ФСК ЕЭС». Первыми объектами, где реализована функция дистанционного управления коммутационным оборудованием, стали подстанции 330 кВ Завод Ильич и Василеостровская и ПС 220 кВ Проспект Испытателей. Телеуправление позволяет повысить надежность Единой национальной электри-



Генеральный директор ОДУ Северо-Запада Сергей Шишкин:

Системный оператор в силу своей исключительной роли в обеспечении стабильного функционирования и динамичного развития Единой энергосистемы страны является во многом инновационной компанией, активно разрабатывает и внедряет не только современные технологии управления энергосистемой, но и технологии будущего. Приятно отметить, что и коллектив ОДУ Северо-Запада также старается в этом направлении работать на опережение. Пример тому – новая система дистанционного управления электросетевым оборудованием подстанций, позволяющая сократить время переключений при выводе в резерв (ремонт) и вводу в работу ЛЭП и оборудования подстанций с 1-2 часов до нескольких минут. Дистанционное управление оборудованием объектов сетевой инфраструктуры позволяет снизить влияние человеческого фактора при выполнении переключений, во много раз ускорить оперативные переключения и принять меры по ликвидации и предупреждению развития аварий на подстанциях, минимизировать риски ошибочных действий оперативного персонала объектов, повышая надежность работы ЕЭС России и тем самым повысить надежность энергоснабжения потребителей. Стараясь находиться на переднем крае отрасли, мы не забываем и о старшем поколении диспетчеров и энергетиков, чьими руками творилась славная, богатая событиями история оперативно-диспетчерского управления. Поэтому в год 25-летия ОДУ Северо-Запада принято решение о создании музея, который станет данью памяти заслуженным работникам отрасли и ветеранам. Я от всей души поздравляю всех энергетиков, причастных к созданию и развитию Объединенной энергосистемы Северо-Запада, с замечательной датой!

ческой сети за счет сокращения времени производства оперативных переключений и снижения риска ошибочных действий оперативного персонала энергообъектов.

Иван СМОЛЯНИНОВ

# ПАО «Россети»: есть к чему стремиться

Одно из важнейших направлений деятельности электросетевых компаний – реализация мероприятий по снижению потерь электроэнергии. Не является исключением и ПАО «Россети», где борьбе с потерями уделяется самое пристальное внимание.

В планах – снизить уровень потерь, по сравнению с 2016 г., до 9% от отпуска в сеть. В таком случае ожидаемый годовой экономический эффект должен составить 8 млрд руб. (2,5 млрд кВт-ч).

Заместитель генерального директора по развитию и реализации услуг ПАО «Россети» Константин Петухов сообщил, что в компании утверждена типовая программа по снижению потерь, причем для каждого дочернего общества такие программы утверждались индивидуально.

Работа по снижению потерь делится на четыре крупных блока: цели, технологии, ресурсы и мотивация. Ключевые показатели эффективности у нас более жесткие, чем нормативы, определенные Минэнерго. Причем мы ставим цели не только на 2018 год, но и на долгосрочную перспективу – до 2022 года, – пояснил господин Петухов в ходе форума «Российская энергетическая неделя». – Что касается технологии, в числе прочих мероприятий определены принципы и объемы установки приборов учета. Устанавливаем их как за счет собственных средств, так и по энергосервисным контрактам. Кроме того, прорабатываем возможность внедрения единого программного комплекса учета электроэнергии. Понятно, что интеллектуальные приборы должны соответствовать определенным требованиям, значит, нужно создать такие требования, чтобы приборы могли устанавливаться в любую действующую систему. Одна из главных составляющих в борьбе с потерями – мотивация, но не только персонала, отвечающего непосредственно за учет, обходы, формирование балансов и полезного отпуска, но и всего персонала, который занимается эксплуатацией и обслуживанием электрических сетей. Выходит, помимо технического блока нужно мотивировать блок безопасности, юристов, да и вообще 90% персонала компании.

Спикер выделил несколько прелюстивших, мешающих энергетикам вести работу по снижению потерь максимально эффективно. Одно из них – устаревшие требования к приборам и системам интеллектуального учета.

Требования к счетчикам не менялись лет 20, за исключением, может быть, требований к счетчикам потребителей электрических мощностей от 670 кВт и выше. Поэтому значительное количество установленных приборов учета морально и физически устарело. На наш взгляд, современные приборы учета должны отвечать не только высокому классу точности, но и хранить дан-

ные, измерять различные величины, параметры качества, мощности, реактивную энергию, удаленно снимать показания, вовлекая в процесс энергосбережения потребителей. В таком случае мы сможем не только снижать потери – вся страна получит инструмент экономии и управления своим электропотреблением, – комментирует Константин Петухов. – В то же время, очевидно, что существующая организационная модель учета на розничном рынке не соответствует современным требованиям. В настоящий момент такой системы нет в принципе, приборы учета по закону принадлежат десяткам миллионов собственников, то есть потребителям. А эти потребители используют более 300 видов счетчиков, срок эксплуатации которых превышает 25 лет. По сути, это счетчики разных поколений и различных производителей, и только 9% из них более-менее отвечают современным требованиям учета. Разумеется, ни с какими системами учета эти приборы не связаны, они выборочно покрывают несколько фидеров или населенных пунктов. Мировой опыт подтверждает: нам нужно двигаться в сторону единой системы учета, только тогда у нас будет серьезный прорыв с точки зрения экономии и снижения потерь. К примеру, в странах, где уже существуют такие единые системы учета, потери составляют около 4%, в России же этот показатель пока равен 11%.

Подготовила Елена ВОСКАНИЯ

## РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТЫ ПО СНИЖЕНИЮ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

