

# Будущее электроэнергетики: приоритеты, вызовы и решения

АКТУАЛЬНОЕ ИНТЕРВЬЮ

**Обеспечивая устойчивый рост всех отраслей экономики, отечественная электроэнергетика демонстрирует постоянное уверенное развитие. В соответствии с разработанными планами на период до 2042 года запланированы вводы в эксплуатацию большого числа генерирующих мощностей, объектов электросетевого комплекса. Вместе с этим продолжается активное внедрение новых технологий, ориентированных на повышение эффективности системы управления, совершенствуется нормативно-правовое пространство. О технических и организационных решениях, которые призваны обеспечить наибольшую эффективность функционирования энергосистемы в перспективе, мы беседуем с первым заместителем председателя Правления АО «СО ЕЭС» Сергеем ПАВЛУШКО.**



— Сергей Анатольевич, расскажите о перспективных планах развития электроэнергетического комплекса страны на расчетные периоды до 2042 года и связанных с ними необходимых объемах развития электросетевого комплекса.

— В горизонте до 2042 года прогнозируется постепенный рост потребления электроэнергии и мощности. Ожидается, что ежегодно эти показатели будут расти на 1,3% и 1% соответственно. Эта тенденция обусловлена увеличением экономической активности предприятий различных отраслей, углубляющейся электрификацией производств, а также растущей энерговооруженностью экономики и домохозяйств.

Для покрытия перспективного спроса в горизонте до 2042 года Генеральной схемой размещения объектов электроэнергетики предусмотрен ввод в эксплуатацию 88,5 ГВт новых мощностей. С учетом планируемого к выводу и модернизации действующего оборудования, установленная мощность электростанций вырастет на 18% — до 299,345 ГВт.

Ключевым приоритетом в развитии энергосистемы останется сбалансированное развитие всех типов генерации. Перспективная структура генерирующих мощностей предусматривает масштабное развитие атомной энергетики как эффективно-го типа базовой генерации, гидрогенерации как наиболее маневренного ее типа, ВИЭ как экологичного источника энергии и отражает принятый в стране курс на реализацию стратегии низкоуглеродного развития.

Помимо нового строительства будут реализованы проекты модернизации генерирующего оборудования в объеме 66,4 ГВт. Значительная доля этого объема (63,915 ГВт) придется на тепловую генерацию. Ожидается, что за счет обновления парка оборудования ТЭС в 2025–2042 годах будет обеспечено снижение удельного расхода условного топлива на отпуск электроэнергии с 310,3 г/кВт·ч до 303,5 г/кВт·ч.

Предусмотренные меры позволят нарастить объем производства электроэнергии в ЕЭС России к 2042 году на 27% — до 1463857 млн кВт·ч. При

этом, с учетом изменения структуры генерирующих мощностей, углеродная интенсивность производства электроэнергии снизится на 12%.

Кроме того, в горизонте до 2036 года планируется построить 13,8 тыс. км линий электропередачи и 14,1 тыс. МВА трансформаторного оборудования, в том числе для обеспечения выдачи новых мощностей 4,4 тыс. км электрических сетей и 1 тыс. МВА трансформаторной мощности.

Одним из важных приоритетов развития энергетики станет строительство линий постоянного тока высокого напряжения. В ряде случаев эта технология является одним из наиболее эффективных решений для передачи больших объемов мощности на расстояния более 400–600 км. Исторически наша страна занимала передовые позиции в этой сфере.

С учетом длинного горизонта планирования и продолжительных циклов энергостроительства давать оценку конкретной стоимости реализации проектов затруднительно. Ориентировочные цифры содржатся в Генсхеме.

**— Какие меры предпринимаются для устранения прогнозируемых дефицитов электрической энергии и мощности в отдельных регионах России?**

— В настоящее время проблема покрытия прогнозируемого дефицита электрической энергии и мощности особо остро стоит в Объединенной энергосистеме (ОЭС) Юга в энергорайоне за контролируемым сечением «Волгоград — Ростов», в частности в Краснодарском крае и Республике Крым, в ОЭС Востока в целом по электрической энергии, включая локальные дефициты мощности в Приморском, Хабаровском краях и Республике Саха (Якутия), а также в юго-восточной части ОЭС Сибири, включающей в себя южные части энергосистем Иркутской области, Республики Бурятия и Забайкальского края.

На текущий момент Правительственной комиссией по вопросам развития электроэнергетики рассматривается вопрос по строительству генерирующих мощностей в ОЭС Юга суммарной установленной мощностью более 2,3 ГВт до конца 2030 года с размещением быстровозводимой генерации (газотурбинных установок) уже во второй половине 2026 года.

Для покрытия прогнозируемых локальных дефицитов мощности в ОЭС Востока планируется проведение конкурентного отбора мощности новых генерирующих объектов (КОМ НГО). Также планируется проведение дополнительного отбора инвестиционных проектов по строительству генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии (ВИЭ), для покрытия дефицита электрической энергии в ОЭС Востока в целом.

В юго-восточной части ОЭС Сибири в 2024 году проведены два КОМ НГО, по результатам которых осуществляется реализация проектов по строительству 1,3 ГВт объектов по производству электрической энергии, позволяющих частично покрыть возникший дефицит в условиях роста электрических нагрузок. Дополнительно для обеспечения перспективной потребности в мощности в юго-восточной части ОЭС Сибири планируется строительство передачи постоянного тока

из центральной части этой энергосистемы. На настоящий момент на решение Правительственной комиссии вынесено предложение о проведении дополнительно КОМ НГО юго-восточной части ОЭС Сибири. В ближайшее время ожидаем принятия соответствующих решений по указанному вопросу.

**— Прогнозируется ли существенное увеличение доли ВИЭ в структуре установленной мощности энергосистемы страны? Насколько электросетевая инфраструктура России готова к масштабному внедрению этих объектов?**

— В настоящее время в ЕЭС России установленная мощность генерирующих объектов ВИЭ СЭС и ВЭС, построенных по программе, стимулирующей развитие использования возобновляемых источников для производства электрической энергии в рамках оптового рынка электрической энергии и мощности (программа ДПМ ВИЭ), составляет порядка 4,5 ГВт. На самом деле это менее 2% от всей установленной мощности энергосистемы России.

Прогноз развития энергосистемы страны, заложенный в Схему и программу развития электроэнергетических систем России на 2025–2030 годы и Генеральную схему размещения объектов электроэнергетики до 2042 года, предусматривает, что к 2030 году совокупная доля солнечных и ветряных электростанций в структуре установленной мощности энергосистемы страны должна составить 4,2% (11,5 ГВт), а к 2042 году по прогнозу в России суммарный объем установленной мощности СЭС и ВЭС может составить более 20 ГВт.

Данные говорят о том, что в российской энергосистеме в структуре генерации доля объектов ВИЭ и сейчас, и в перспективе не является масштабной, как в наиболее «зеленеющих» энергосистемах. В то же время, прежде всего в силу климатических условий, распределение объектов ВИЭ по регионам в России является неравномерным. В частности, в энергосистеме Юга доля объектов ВИЭ уже сейчас составляет 11,5% установленной мощности ОЭС.

Высокая концентрация объектов ВИЭ может приводить к ограничению их выработки. Работа с кратковременными эпизодическими ограничениями ВИЭ — это нормальное условие их интеграции в энергосистему. Развивать магистральную сеть только для того, что обеспечить пропускную способность сети, которая будет востребована ВИЭ всего на несколько часов в году, технически и экономически бессмысленно. В то же время, если мощность вновь построенных по ДПМ ВИЭ объектов будет постоянно запертой или выработка этих станций будет конкурировать с выработкой ГЭС или ранее построенных СЭС или ВЭС, то такое использование средств поддержки развития ВИЭ тоже будет выглядеть не очень разумно. Именно поэтому в Правила оптового рынка в прошлом году введены нормы о согласовании Системным оператором мест размещения объектов ВИЭ. Методика такого согласования была утверждена в составе регламентов оптового рынка, и в этом году мы получим первые результаты работы новой технологии контроля территориального размещения ВИЭ.

Что касается развития ВИЭ на Дальнем Востоке, отмечу, что мы активно участвовали в продвижении проекта по строительству объектов ВИЭ-генерации суммарной мощностью 1,7 ГВт в качестве оперативного и экономически эффективного способа снижения дефицита электроэнергии в ОЭС Востока. Распоряжение Правительства о проведении дополнительного отбора ДПМ ВИЭ принято. Отбор новых проектов будет проведен коммерческим оператором в июле текущего года. Если все пойдет по плану, вводы первых объектов СЭС, отобранных в результате этой процедуры, мы увидим уже в ближайшем году.

**— На сегодняшний день не все технические и организационные вызовы, с которыми сталкивается энергосистема при интеграции ВИЭ, преодолены. Расскажите о мерах, которые принимаются для повышения гибкости и устойчивости сети в этих условиях.**

— Основным техническим вызовом, вызванным ростом доли генерации ВИЭ в общей структуре баланса мощности энергосистем, является непрогнозируемое изменение мощности генерации ВИЭ вследствие изменения погодных условий, которое может привести к возникновению перегрузок в электрической сети. Это, безусловно, должно учитываться как при планировании, так и при управлении режимом работы энергосистемы.

В части этапа краткосрочного планирования Системный оператор в настоящее время проводит работы по выполнению собственного краткосрочного прогнозирования нагрузки объектов генерации ВИЭ с использованием цифровой системы прогнозирования, основанной на методах и технологиях машинного обучения. Применение данной системы уже позволило повысить качество и точность формирования краткосрочных балансов мощности для энергосистем с большой долей генерации ВИЭ и, как следствие, надежность управления режимом их работы.

Возникновение обусловленных непрогнозируемым изменением фактической мощности генерации ВИЭ перегрузок в электрической сети приводит к необходимости ограничения мощности генерации ВИЭ. Это ограничение выполняется по командам диспетчерского персонала в объеме, гарантированно обеспечивающем ликвидацию превышений с учетом прогнозируемого изменения режимов работы энергосистемы. Для минимизации ограничений и обеспечения максимальной выработки мощности генерации ВИЭ ликвидация таких перегрузок должна выполняться с постоянным контролем наличия превышения сетевых ограничений вплоть до их ликвидации. В настоящее время данный принцип управления реализован посредством управления изменением мощности генерации ВИЭ от системы автоматического регулирования частоты и активной мощности (АРЧМ) с заданием приоритетности управления — ограничение мощности генерации ВИЭ до величины, определенной диспетчерским графиком (при ее превышении) с последующим ограничением мощности совместно с другими электростанциями, подключенными к АРЧМ. Технические требования, обеспечивающие участие генерации ВИЭ в управлении от АРЧМ, разработаны и проверены на конкрет-

ных объектах генерации. Учитывая преимущества указанной технологии, целесообразно тиражирование ее применения на электростанциях ВИЭ.

Еще одним важным направлением повышения надежности функционирования энергосистем с большой долей генерации ВИЭ является организация дистанционного управления мощностью такой генерации. Существующий уровень развития технологий позволяет эксплуатировать объекты генерации ВИЭ в максимально автоматизированном режиме. Для этого необходимо внедрение дистанционного управления технологическим режимом работы и эксплуатационным состоянием оборудования и устройств объектов генерации ВИЭ, в том числе из диспетчерских центров АО «СО ЕЭС». В настоящее время уже реализовано дистанционное управление активной мощностью 24 электростанций ВИЭ, а в перспективе должно быть обеспечено дистанционное управление активной мощностью из диспетчерских центров 100% электростанций ВИЭ.

Также следует отметить, что для обеспечения устойчивого функционирования объектов генерации ВИЭ в составе энергосистемы при отклонении основных параметров режима (напряжения или частоты), а также при возникновении аварийных возмущений в энергосистеме, разработаны, успешно апробированы и внедрены технические требования к функционированию генерации ВИЭ в составе энергосистемы. В частности, формализовано и принято требование об обязательном участии генерации ВИЭ в общем первичном регулировании частоты, что позволяет снизить риски развития аварийной ситуации, сопровождающейся повышением частоты.

Кроме того, разработаны и проверены в рамках натурных испытаний требования к функционированию генерации ВИЭ, оснащенной системами накопления электрической энергии, реализация которых, в том числе, позволяет обеспечивать надежное функционирование изолированной энергосистемы, электроснабжение потребителей в которой осуществляется только генерацией ВИЭ. Это задача ближайшего будущего.

**— Оцените, пожалуйста, влияние цифровизации на надежность и управляемость энергосистемы, особенно при интеграции новых видов генерации и в условиях роста нагрузки. Какие проекты демонстрируют наибольшую эффективность?**

— Влияние цифровизации на надежность и управляемость энергосистемы однозначно положительное. С помощью вертикально интегрированной информационно-управляющей отечественной SCADA-системы, размещенной во всех диспетчерских центрах Системного оператора, осуществляются информационный обмен с объектами электроэнергетики (более 2 млн телесигналов и телеизмерений, в том числе векторных), обработка, расчеты, анализ и отображение информации персоналу для принятия решений и выдачи команд управления. В том числе автоматизированная система диспетчерского управления (АСДУ) обеспечивает автоматическое доведение планового графика генерации до электростанций, автоматизированное дистанционное управление оборудованием объектов электроэнергетики путем передачи на эти объекты последовательности цифровых

команд по специально подготовленным программам для автоматической реализации. Отдельные подсистемы АСДУ обеспечивают автоматическое регулирование частоты и активной мощности, расчет в режиме онлайн допустимых перетоков (система мониторинга запасов устойчивости, СМЗУ) и определение необходимости и объема противоаварийного управления, обеспечивающего ликвидацию последствий аварийных возмущений с наименьшими последствиями для потребителей (Централизованные системы противоаварийной автоматики, ЦСПА).

Следует отметить, что все указанные цифровые системы дают ощутимый технический эффект для энергетической отрасли в целом. Например, СМЗУ за счет определения допустимых перетоков в фактической схемно-режимной ситуации позволяет повысить степень использования фактически имеющейся пропускной способности электрической сети, что предоставляет возможность загрузки наиболее дешевой генерации и снижает риски отключения потребителей в сложных балансовых и аварийных ситуациях. Увеличение допустимого перетока при использовании СМЗУ может достигать 20%. К концу 2025 года расчеты допустимых перетоков с использованием СМЗУ будут выполняться более чем в 500 контролируемых сечениях.

ЦСПА (также за счет использования при проведении расчетов информации о фактическом режиме работы энергосистемы) минимизирует избыточность противоаварийного управления, в ряде случаев снижая требуемый объем управляющих воздействий на величину до 1000 МВт. В настоящее время ЦСПА развернута в шести ОДУ, а в ОДУ Центра планируется к вводу в 2026 году.

Наиболее ответственные подсистемы АСДУ в соответствии с законодательством категоризованы как объекты критической информационной инфраструктуры.

В целом благодаря цифровым технологиям Системный оператор в большей степени уже осуществляет управление онлайн на основании фактических параметров режима работы энергосистем, а не по инструктивным их значениям, как это было ранее. Для моделирования работы ЕЭС России во всех режимах (как нормальных, так и аварийных) созданы цифровые двойники (цифровые модели) энергосистем. Для этого в Системном операторе реализован проект по созданию информационной модели (ИМ) ЕЭС России и технологически изолированных энергосистем, который позволил объединить данные, необходимые для выполнения основных технологических процессов управления, планирования и перспективного развития энергосистем. В рамках проекта выстроен процесс актуализации параметров ИМ в диспетчерских центрах, упорядочены и оцифрованы информационные потоки. Информация не просто собрана в одном месте, она структурирована в унифицированном формате, закрепленном в разработанных специалистами Системного оператора национальных стандартах серии ГОСТ Р 58651. Информационные модели ЕЭС России, энергосистем и энергообъектов представляют собой математическое описание миллионов элементов (в текущей информационной модели АО «СО ЕЭС» порядка 10 млн объектов), взаимосвязанных между собой и позволяющих информационным системам однозначно

понимать и обмениваться информацией в машиночитаемом виде без человеческого участия и дополнительных трудозатрат по ручной перекодировке данных.

Опыт Системного оператора по моделированию энергосистем позволил осуществить в 2023 году что-то вроде цифровой трансформации отрасли, когда единым центром компетенций по разработке перспективных расчетных моделей стал Системный оператор. Это позволило упразднить длительный процесс разработки моделей на стороне проектировщиков и согласования их с Системным оператором.

Конечно, вопросы цифрового моделирования выходят за рамки задач Системного оператора. Сегодня эти технологии востребованы всеми субъектами отрасли. В этом направлении очень помогает системный взгляд Минэнерго РФ на вопросы реализации проектов по цифровой трансформации отрасли. Под непосредственным кураторством замминистра Евгения Грабчака и директора Департамента оперативного управления в ТЭК Елены Медведевой за последние годы вышло множество нормативных актов, создающих основу этого процесса: внесены изменения в Федеральный закон «Об электроэнергетике», в котором появилось само понятие «цифровая модель». Были утверждены приказы Минэнерго и разработаны соответствующие Постановления Правительства РФ, устанавливающие подходы по формированию цифровых моделей генерирующих и сетевых компаний и предоставлению в Системный оператор технологической информации в цифровом формате. Для реализации указанных процессов еще в 2019 году был утвержден план по разработке национальных стандартов по цифровому моделированию (серия ГОСТ Р 58651), которые сейчас продолжают разрабатываться — их число уже перевалило за десяток и продолжает увеличиваться. Это свидетельствует о том, что процесс активно развивается, появляется необходимость описания новых предметных областей, к процессу подключаются новые субъекты. К слову, базовые стандарты были разработаны сотрудниками Системного оператора, но многие стандарты были разработаны крупнейшими энергокомпаниями, то есть это не бенефис Системного оператора, а отраслевая необходимость.

### **— Какова роль национальных стандартов в нормативно-правовом регулировании электроэнергетики и как расширяется практика их разработки и применения?**

— Национальные стандарты в области электроэнергетики разрабатываются в технических комитетах по стандартизации при федеральном агентстве Росстандарт. Работы по стандартизации являются добровольными, и в них участвует широчайший круг экспертов отрасли, но состав членов ТК ограничен нормативными документами и формируется приказом Росстандарта из числа наиболее авторитетных организаций.

Среди технических комитетов следует отметить, в первую очередь, ТК 016 «Электроэнергетика», секретариат которого ведет АО «СО ЕЭС». С момента реорганизации в 2014 году членами ТК 016 разработано и согласовано более 200 стандартов, включая новые документы и обновления действующих в области управления энергосистемами, оборудования для электрических сетей, эксплуатации гидравлических

и тепловых электростанций, информационного моделирования и других сферах. Последние несколько лет ТК 016 стабильно занимает лидирующие позиции в национальном рейтинге, по итогам 2023 года деятельность ТК 016 в области национальной стандартизации отмечена первым местом, а руководство ТК 016 — наградой в номинации «Стандартизатор года – 2024».

В этом году отмечается 10-летие закона о стандартизации, который определил новый облик национальной стандартизации, расширив область применения стандартов за пределы задач технического регулирования. Законом предусмотрена возможность применения ссылок на национальные стандарты из нормативных правовых актов, придающих требованиям стандартов обязательность, эта возможность используется и динамично развивается. Минэнерго России является одним из лидеров среди органов власти по применению ссылок на национальные стандарты в ведомственных нормативных правовых актах, в области электротехники, релейной защиты и автоматики, оперативно-диспетчерского управления, информационного моделирования таковых уже — 30 НПА.

Наиболее важные для надежного функционирования Единой энергосистемы, в том числе работы оптового рынка электроэнергии и мощности, стандарты принимаются как обязательные для субъектов оптового рынка через договор о присоединении к торговой системе.

**— Уточните, пожалуйста, периодичность и механизмы регулярного пересмотра стандартов, чтобы они соответствовали современным технологическим решениям.**

— В отношении действующих стандартов общие требования устанавливают необходимость проведения регулярной проверки их научно-технического уровня не реже одного раза в пять лет. В ТК 016 в прошлом году разработана и в настоящее время проходит апробацию в части стандартов старше 10 лет уникальная методика проверки. При проведении экспертизы особое внимание уделяется соответствию ГОСТов современным технологическим решениям. Составлен график ежегодных проверок «возрастных» стандартов.

Более свежие стандарты обновляются по мере необходимости и включения в программу работ. В соответствии с требованиями Росстандарта все проекты проходят стадию публичного обсуждения, экспертизы членами ТК 016, в том числе на соответствие современным решениям, и принимаются на основе консенсуса. Весь цикл разработки или обновления стандарта может быть завершен в пределах одного года, что позволяет поддерживать высокий темп внедрения современных решений.

**— Какие положительные эффекты достигаются благодаря внедрению новых национальных стандартов?**

— Национальная стандартизация сегодня — один из эффективных инструментов обеспечения технологической совместимости решений и бесшовной интеграции новых технологий в многосубъектной среде. В совокупности стандарты направлены на обеспечение надежной работы как энергосистемы

в целом, так и оборудования на объектах электроэнергетики. Стандартами определяются качество регулирования частоты и напряжения, функциональность силового оборудования и работа микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики, информационный обмен, управление и эксплуатация сложных производственных объектов.

В условиях цифровизации электроэнергетики стандарты унифицируют порядок моделирования и обмена данными в едином формате, что облегчает описание процессов и ускоряет принятие решений. Например, внедрение информационной модели электроэнергетики в деловые процессы существенно улучшило процессы проектирования и эксплуатации систем и объектов электроэнергетики на основе единой онтологии CIM. Стандарты в области векторных измерений позволили унифицировать процесс сбора синхронизированных измерений для детального анализа переходных процессов и изучения частотных свойств энергосистемы. Стандарты, касающиеся дистанционного управления, позволяют провести оперативное изменение технологического режима работы и эксплуатационного состояния оборудования и устройств на объектах электроэнергетики и снизить вероятность ошибки.

Целый ряд важных для обеспечения надежной работы энергосистемы России стандартов разработан и принят по плану работ подкомитета ТК 016/ПК-2 «Электрические сети (магистральные и распределительные)», для которого базовой организацией выступает ПАО «Россети».

Стандарты применяются на производстве, что способствует унификации решений и снижению издержек на всех этапах жизненного цикла продукции, а также в системах подтверждения соответствия, призванных гарантировать качество изделий для потребителей и собственников устройств и оборудования.

**— Назовите приоритеты и направления развития национальных стандартов, которые Вы считаете ключевыми на ближайшие 5–10 лет?**

— Приоритетом остается обеспечение надежной работы электроэнергетики во всех звеньях производственных процессов. Это делает актуальным как стандарты по задачам эксплуатации действующих объектов — развитие методов контроля и диагностирования, так и в части обеспечения технического перевооружения электрических сетей и электростанций с учетом новых технологий, включая новые материалы. Развитие стандартизации видится также в области активно растущих технологий накопления электроэнергии, постоянного тока высокого напряжения, управления потреблением, обеспечения интеграции в Единую энергосистему России возобновляемых источников энергии. Важным направлением работы станет продолжение стандартизации в сфере релейной защиты и противоаварийной автоматики — от определения параметров работы этих устройств до цифровых бланков уставок. Всего фонд стандартов, закрепленных за ТК 016, включает более 350 наименований, из которых более 160 старше 10 лет, что требует планомерной ежегодной работы по их пересмотру и обновлению.

*Беседовала Екатерина Гусева*