

Системная работа по повышению надежности электроснабжения

Федеральным законодательством установлены требования к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок. Надежная совместная работа сложных технологических систем и технических устройств напрямую влияет на электроснабжение потребителей. Для повышения надежности функционирования этих систем определены и выстроены процедуры взаимодействия субъектов электроэнергетики, отраслевых ведомств и региональных властей, в том числе при формировании и утверждении программ повышения надежности электросетевого комплекса субъектов РФ. Об особенностях формирования таких программ с точки зрения обеспечения надежности функционирования энергосистемы и о том, как проводимая системная работа в этом направлении позволяет достигать необходимых результатов, мы беседуем с д.т.н., членом Правления, директором по техническому контроллингу АО «СО ЕЭС» Павлом АЛЕКСЕЕВЫМ.



— Павел Анатольевич, расскажите об истории возникновения программ повышения надежности электросетевого комплекса в Российской Федерации, этапах их формирования и текущем статусе реализации. Какова структура этих программ и как организовано взаимодействие между Системным оператором, Минэнерго, «Россетями» и региональными властями в процессе их разработки и согласования?

— Несколько лет назад в ряде регионов России нередко происходили отключения сетевого оборудования, которые периодически приводили к прекращению электроснабжения потребителей, причем в разных масштабах — вплоть до массовых отключений. Наиболее часто случаи перебоев в электроснабжении наблюдались в 2021 году в отдельных регионах Северного Кавказа и Центральной части России. Тогда по

инициативе Министерства энергетики Российской Федерации для компенсации недостатков в эксплуатации оборудования и организации ремонтной деятельности прошлых лет, приведших к снижению показателей надежности и технического состояния объектов электрических сетей, и приведения уровня надежности электроснабжения потребителей в этих субъектах Российской Федерации к среднероссийским показателям было принято решение разрабатывать в таких субъектах программы повышения надежности (ППН) электросетевого комплекса.

В 2022 году компанией «Россети» была подготовлена, согласована Системным оператором и Министерством энергетики РФ первая программа повышения надежности электросетевого комплекса Республики Дагестан. Далее — программы Чеченской Республики, Республики Ингушетия и других регионов. Это были пилотные программы, которые разрабатывались, исходя из реалий того времени: фиксировались недопустимые перегрузки трансформаторного оборудования, приводившие к вынужденному ограничению потребителей, выявлялись случаи неэффективной топологии сетей 6–35 кВ, неудовлетворительное техническое состояние отдельных объектов и другие моменты, ставшие причинами повышенной аварийности.

Позднее, по мере накопления опыта, Группой «Россети» совместно с субъектами Федерации, Системным оператором и АО «Техническая инспекция ЕЭС» под руководством Минэнерго России были выработаны подходы и критерии: в каких регионах нужно разрабатывать такие программы, какие мероприятия должны включаться в программы, а какие — нет, поскольку они реализуются по другим программам. В середине 2025 года Министерством энергетики совместно с «Россетями», Системным оператором и органами власти субъектов были разработаны методические рекомендации, вступившие в действие в том же году. С этого момента работа по формированию программ стала системной и выстроенной.

На сегодняшний день определены 47 субъектов Российской Федерации, для которых требуется разработка программ повышения надежности электросетевого комплекса. Разработано и уже утверждено главами субъектов Федерации 19 программ. На сегодня Системному оператору поступило на рассмотрение 46 программ, из которых мы совместно с ПАО «Россети» доработали и полностью согласовали 25 программ. Процесс согласования отдельных программ многоитерационный: программа подготавливается, рассматривается всеми участниками процесса, в том числе на предмет соответствия методическим рекомендациям, и по итогам формируются замечания и предложения в виде экспертного заключения. Далее субъект электроэнергетики дорабатывает проект программы, и документ уходит на очередное рассмотрение и согласование. В настоящее время по информации, которой располагает Системный оператор, Министерством энергетики согласовано 24 программы.

Структура программы повышения надежности условно состоит из двух частей: первая — электри-

ческие сети класса напряжения 35 кВ и ниже, то есть распределительная сеть, к которой непосредственно подключены конечные потребители; вторая — электрическая сеть 110 кВ и выше, которую в приоритетном порядке рассматривает и согласовывает именно Системный оператор с учетом фактического технического состояния объектов, текущих показателей надежности и показателей аварийности объектов электросетевого хозяйства напряжением 110 кВ и выше, необходимости исключения рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений и исключения применения графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии в нормальной схеме и в единичной ремонтной схеме.

Вопросами надежности сетей низкого класса напряжения занимаются больше сетевые компании при методическом сопровождении АО «Техническая инспекция ЕЭС» (дочерняя компания АО «СО ЕЭС»), которая, кроме прочего, также оценивает обеспеченность сетевых организаций необходимым транспортом, спецтехникой и резервными источниками электроснабжения. Данные вопросы также крайне важны, особенно для оперативного восстановления электроснабжения при возникновении массовых нарушений электроснабжения потребителей, например, при воздействии нерасчетных ветровых нагрузок и иных природных факторов.

— Каковы критерии отбора наиболее важных объектов (с точки зрения повышения надежности функционирования энергосистемы) для включения в приоритетные планы?

— Системный оператор при рассмотрении проектов программ повышения надежности объектов электрических сетей напряжением 110 кВ и выше определяет необходимость планирования и реализации мероприятий, руководствуясь следующими основными критериями:

Первый — показатели аварийности. Если на оборудовании подстанций или линиях электропередачи рост количества аварийных отключений составляет 20% и более за предшествующий календарный год по сравнению с предыдущими тремя годами, это основание для включения данного элемента электрической сети в программу повышения надежности.

Второй критерий — показатель надежности или, как мы его называем, поток отказов. Если значение потока отказов для линии напряжением 110 кВ и выше, относящейся к объектам диспетчеризации, превышает в три и более раза среднее значение потока отказов на аналогичных линиях за последние три года, это также является критерием необходимости проведения дополнительных технических воздействий с целью повышения надежности работы и снижения частоты отключений.

Третий критерий — наличие факта, при котором в календарном году, предшествующем году разработки программы, зафиксировано более одного случая аварийных отключений с повреждением оборудования подстанции и (или) ЛЭП, приводив-

шего к обесточению потребителей на сутки и более по причине несоответствия расчетных нагрузок, на которые объект проектировался, и фактических климатических условий эксплуатации. То есть речь идет о нерасчетных климатических условиях, в которых объект не проектировался и не строился, но в которых сейчас эксплуатируется.

Четвертый критерий — наличие элементов электрической сети, энергоузлов (энергорайонов) в энергосистеме, в которых при расчетных условиях, определенных нормативными документами (методическими указаниями по проектированию развития энергосистем), прогнозируется недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима, ликвидация которого требует ввода графиков временных отключений.

Эти основные системные критерии при разработке программ повышения надежности электросетевого комплекса позволяют учитывать не только статистику аварий, показатели надежности и технического состояния оборудования, но и системные риски, связанные с прогнозируемым ростом потребления электроэнергии и мощности в энергосистеме и изменением перетоков мощности в основной электрической сети, с климатическими изменениями и возможными перегрузками оборудования.

— При формировании и согласовании программ каким образом обеспечивается синхронизация региональных ППН с долгосрочными программными документами по развитию сетей, чтобы избежать дублирования усилий и обеспечить системный эффект?

— Программы синхронизируются с учетом особенностей и правил их формирования.

Один из критериев формирования программы повышения надежности: если в элементах электрической сети при расчетных условиях прогнозируются недопустимые изменения параметров электроэнергетического режима, ликвидация которых требует ввода графиков временных отключений, такие мероприятия могут присутствовать и в Схеме и программе развития электроэнергетических систем России, которая является стратегическим документом на среднесрочную перспективу, и в ППН. В этой части документы синхронизированы.

Вместе с тем, Схема и программа развития предусматривает также строительство новых объектов. В программы повышения надежности мероприятия по новому строительству не включаются. Также в Схеме и программе учитываются случаи технологического присоединения к сетям новых потребителей, и в ППН это тоже не включается. Программы повышения надежности — это мероприятия не по развитию, а по повышению надежности существующей сети.

Другой пример: в схеме и программе развития предусмотрены мероприятия по повышению пропускной способности электрических сетей. Например, замена трансформаторов на трансформаторы, имеющие большую пропускную способность. Это связано с тем, что существующие трансформаторы имеют риски несения недопустимых токовых нагрузок или перегружаются, что требует применения

локальных графиков временного отключения. Мероприятия по замене трансформаторов на более мощные, чтобы снять ограничения пропускной способности и не допустить ввод локальных графиков, — это уже программа повышения надежности.

Таким образом, в части мероприятий по точечному повышению надежности программы могут пересекаться, но в части мероприятий по строительству новых объектов или технологическому присоединению они четко разделены. В методических указаниях прямо закреплено требование: не подлежат включению в мероприятия ППН работы по новому строительству объектов сетевого хозяйства. Программа повышения надежности — это ремонт оборудования, реконструкция, модернизация существующих объектов, в том числе с заменой оборудования или его элементов на новое, современное, в том числе, например, замена провода на провод большего сечения на ЛЭП для увеличения пропускной способности сети, если этой заменой вопрос ограничения решается, но не новое строительство.

— Многие регионы РФ имеют свою специфику работы и условия эксплуатации сетей, обладают различными возможностями. Как при формировании ППН учитываются региональные особенности?

— Безусловно, региональные особенности при формировании программ учитываются. Как я уже ранее упоминал, учитываются климатические условия работы электрических сетей и локальные показатели надежности. Например, показатели потока отказов линий электропередачи считаются как средние по региону. Если значение для какой-то ЛЭП значительно превышает среднее значение показателя по региону, это означает, что техническое состояние и надежность этой линии низкие, она часто отключается. Объекты проектируются и строятся с учетом текущих климатических условий. Если объект строился с учетом одних условий, а сейчас эксплуатируется в существенно изменившихся, и это привело к обесточению потребителей на 24 часа и более, это один из критериев включения мероприятия в программу повышения надежности. Об этом прямо сказано в методических указаниях.

Другой фактор, который принимается во внимание, — это труднодоступность. Он учитывается, например, через нормативы обеспечения сетевой организации транспортом и спецтехникой. Сетевая организация в соответствии с действующими нормативными документами обязана определить номенклатуру и количество единиц транспортных средств с учетом местных особенностей, включая труднодоступность. Путем сопоставления нормативной потребности с фактическим обеспечением выявляется дефицит. Техническая инспекция оценивает соответствие фактического наличия техники нормативному. Если они не соответствуют, сетевая компания заявляет в программу повышения надежности приобретение необходимой техники. Таким образом, через показатели обеспеченности транспортом и спецтехникой труднодоступность учитывается при формировании программ.

— Информационно-управляющая система (ИУС) «База аварийности» позволяет систематизировать информацию о технологических нарушениях в электроэнергетике в соответствии с требованиями Правил расследования причин аварий. Как эта система интегрируется с процессами Ростехнадзора и позволяет оперативно корректировать ППН на основе анализа причин аварий? Бывают ли случаи, когда данные ИУС «База аварийности» могут привести к изменению приоритетов в программах?

— Отраслевая база аварийности в электроэнергетике в 2009 году была разработана и введена в эксплуатацию и практически ежегодно совершенствуется: добавляется функционал для проведения аналитики и анализа причин аварийности на объектах электроэнергетики, вносятся изменения в связи с корректировкой и изменениями нормативных требований, улучшается интерфейс и удобство работы для пользователей.

Отраслевая база аварийности, которую ведет Системный оператор, содержит результаты расследования причин технологических нарушений, произошедших с 2009 года на:

- объектах электросетевого хозяйства классом напряжения 110 кВ и выше;
- объектах генерации установленной мощностью 25 МВт и выше в Единой энергетической системе России;
- с 2026 года, в связи с выполнением Системным оператором функций оперативно-диспетчерского

управления в ТИТЭС (технологически изолированных территориальных энергосистемах), в базу также включаются результаты технологических нарушений на объектах электрических сетей напряжением 35 кВ, относящихся к объектам диспетчеризации Системного оператора, и на объектах генерации установленной мощностью 5 МВт и выше.

Кроме того, в отраслевой базе аварийности доступна информация о результатах расследования причин технологических нарушений на объектах электроэнергетики с 1997 года, которая была передана в 2008 году Системному оператору при реорганизации РАО «ЕЭС России».

На сегодняшний день к базе подключено более 1700 организаций-пользователей по всей стране, имеющих указанные объекты электроэнергетики и энергопринимающие установки потребителей электрической энергии. С учетом индивидуальных учетных записей сотрудников общее количество пользователей превышает 5700.

База аварийности до текущего года информационно использовалась Ростехнадзором, правда, не всеми территориальными управлениями. С выходом и вводом в действие в 2026 году новых правил расследования причин аварий и инцидентов в электроэнергетике появилась норма, согласно которой органы Ростехнадзора должны иметь доступ и использовать информацию из базы аварийности, в том числе при осуществлении контроля за выполнением противоаварийных мероприятий, разрабатываемых по результатам расследования причин технологиче-

1–2 июля / 2026

Москва / Конгресс-центр ЦМТ



XI Международная
научно-техническая конференция

«Развитие и повышение надежности электрических сетей»

ОРГАНИЗАТОРЫ



ПРИ ПОДДЕРЖКЕ



Тематические направления конференции:

- ✓ Эксплуатация сетей в изменяющихся условиях
- ✓ Инновационные технические решения
- ✓ Автоматизация системы управления сетями 0,4–35 кВ
- ✓ Эффективные решения передачи электроэнергии, возможности снижения потерь
- ✓ Цифровая трансформация: от данных к решениям
- ✓ Культура производства и безопасность труда

Техническая выставка «ЭЭПиР»:

- ✓ Оборудование и технологии для электрических сетей
- ✓ Средства индивидуальной защиты, электрозащитные средства, инструменты
- ✓ Мастер-классы по применению лучших практик в электроэнергетике

ОФИЦИАЛЬНЫЙ САЙТ

EVENT.EEPIR.RU

ОРГКОМИТЕТ

+7 (495) 645-12-41

MAIL@EEPIR.RU

АРХИТЕКТУРА
ПРОГРАММЫРЕГИСТРАЦИЯ
УЧАСТНИКОВ

ских нарушений в электроэнергетике. В настоящее время идет процесс подключения всех территориальных органов Ростехнадзора в субъектах Российской Федерации.

Поскольку показатели надежности, используемые в программах повышения надежности, формируются, в том числе на основании данных из актов расследований в отраслевой базе аварийности, эта база активно используется в процессе формирования и актуализации программ. Органы Ростехнадзора также имеют возможность видеть эти данные.

Если ситуация с аварийностью и надежностью, в том или ином субъекте существенно изменяется, а в регионе уже действует программа повышения надежности, орган исполнительной власти субъекта имеет нормативное право и возможность выйти с инициативой об актуализации утвержденной программы. Основой для такой актуализации являются показатели аварийности и надежности, данные для расчета которых используются из базы аварийности.

Важно понимать, база аварийности сама по себе не корректирует программы повышения надежности, из нее используются данные, на основе которых оценивается необходимость корректировки программы в зависимости от степени изменения показателей аварийности и надежности. Ростехнадзор может использовать данные базы для аналитической статистики и профилактической работы.

— Поделитесь, пожалуйста, основными итогами работы энергосистем России в 2025 году в части результатов анализа причин аварийности и реализации мероприятий по повышению надежности генерирующего оборудования и объектов электросетевого хозяйства.

— По итогам 2025 года количественные показатели аварийности, очищенные от независимых от эксплуатирующих организаций факторов, в отношении объектов электрических сетей напряжением 110 кВ и выше и электростанций установленной мощностью 25 МВт и выше в энергосистемах России в целом улучшились на 2,3% в сравнении в 2024 годом.

При этом за последние девять лет количественные показатели аварийности в ЕЭС России ежегодно в среднем улучшаются на 1,5%.

Показатель надежности — поток отказов (количество отключений на 100 км) на линиях напряжением 110 кВ и выше в Российской Федерации за последние девять лет ежегодно улучшается. Например, для линий 110 кВ этот показатель снижается в среднем на 2,1% в год: если в 2017 году величина коэффициента составляла порядка 3,59, то в 2025 году — уже менее 3,1. Аналогичная положительная динамика наблюдается по всем классам напряжения: 220 кВ, 330 кВ и выше.

При этом темпы улучшения показателя в последние шесть лет замедляются: если ранее снижение составляло около 2% в год, то сейчас — примерно 1,8% в год. Это связано с тем, что за предыдущие годы реализованы мероприятия по повышению надежности на наиболее проблемных объектах, и сейчас работа ведется на менее критичных объек-

тах. Кроме того, появляются новые объекты, изменяются климатические условия, что также влияет на динамику.


По объектам генерации установленной мощностью 25 МВт и выше используется показатель аварийного снижения мощности генерирующего оборудования — средняя величина аварийного снижения мощности на час максимума потребления по отношению к установленной мощности генерирующего оборудования в энергосистеме.

Данный показатель Системным оператором используется с конца 2024 года, поэтому для анализа используются сравнительные данные с 2023 года. Среднее значение показателя аварийного снижения мощности за период с 2023 по 2025 годы в целом по ЕЭС России составляет 2,6%. В 2024 году его значение составляло 3%, в 2025 году снизилось до 2,7%.

В отдельных объединенных энергосистемах этот показатель выше средних значений по ЕЭС России, но и там наблюдается ежегодное постепенное улучшение. Это связано с реализацией программ повышения надежности генерирующего оборудования тепловых электростанций, необходимость формирования которых нормативно не определена, в отличие от ППН для сетей, но такие программы на отдельных тепловых электростанциях разработаны, актуализируются и реализуются уже несколько лет.

— А как эти показатели соотносятся с опытом других стран?

— По открытым данным, например, в США в 2022 году наблюдалась схожая динамика. Американские компании при анализе динамики изменения количественных показателей аварийности применяют количественные показатели общей аварийности и аварийности по техническим причинам, то есть аварийность, очищенную от влияния на объекты электрических сетей экстремальных погодных условий. Этот показатель динамики аварийности в энергосистемах США за несколько лет, предшествующих 2022 году, находился в пределах $\pm 2\%$. По нашим оценкам в электрических сетях напряжением 110 кВ и выше в энергосистемах России с 2017 по 2025 годы среднегодовые темпы снижения аварийности составляют $-1,5\%$, за период с 2020 года $+0,58\%$, что характеризует нахождение количественных показателей аварийности в пределах $\pm 1,5\%$ («коридор стабилизации»), аналогичных электрическим сетям высокого напряжения в США.

Возвращаясь к опыту нашей страны, хочу отметить сформированный системный характер в вопросах повышения надежности функционирования энергосистемы. При формировании и последующей реализации соответствующих программ определяются и анализируются причины аварий на наиболее проблемных объектах, на них оказывается целенаправленное техническое воздействие. Это повышает надежность работы конкретного объекта, затем — надежность работы энергосистемы в целом и, соответственно, надежность электроснабжения потребителей. 

Беседовала Екатерина Гусева