

Павел АЛЕКСЕЕВ: «Чтобы система работала надежно, необходимо мониторить и управлять аварийностью»

Электрические сети и сбыт



Как изменились показатели аварийности генерирующего оборудования и объектов электросетевого хозяйства в энергосистемах России в 2025 году, что планируется усовершенствовать в области технического контроллинга, **в ходе Открытого интервью** шеф-редактору «ЭПР» Славяне РУМЯНЦЕВОЙ рассказал член правления, директор по техническому контроллингу АО «Системный оператор Единой энергетической системы» Павел АЛЕКСЕЕВ.

— Павел Анатольевич, на 2025 год в числе приоритетных задач блока технического контроллинга Системного оператора была адаптация технологических процессов в связи с планируемым вводом в действие новых нормативных правовых актов, регулирующих вопросы расследования причин аварий и инцидентов в электроэнергетике. Также планировалась доработка отраслевой базы аварийности. Расскажите, пожалуйста, что уже сделано и что планируется сделать?

— В сентябре текущего года вышло постановление Правительства РФ, в котором определены новые правила расследования причин аварий в электроэнергетике и инцидентов в электроэнергетике. Министерство энергетики, в развитие новых правил, приняло ряд нормативных документов, в которых детализированы требования к форме акта расследования и процессы передачи оперативной информации о технологических нарушениях, контроля за выполнением противоаварийных мероприятий.

Эти документы усовершенствовали правила расследования причин аварий и инцидентов в электроэнергетике, при этом кардинально их не изменив. Это позволило сохранить статистические данные об аварийности в энергосистеме, накопленные с 1992 года.

Документы содержат новые подходы, которые требуют подготовки как со стороны Системного оператора, так и со стороны субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, обязанных выполнять эти требования.

Новые правила должны вступить в действие с 1 января 2026 года. И это требует доработки программно-аппаратных комплексов и самой отраслевой базы аварийности в электроэнергетике, ведение которой осуществляет Системный оператор. Причем изменения требуются как в части автоматизированных рабочих мест у субъектов электроэнергетики, так и в самом Системном операторе.

Сейчас эта работа активно ведется, разрабатывается новая версия программного обеспечения базы аварийности. К концу текущего года ее планируется завершить. После 1 января 2026 года новая версия программного обеспечения будет введена в эксплуатацию, система обновлена.

Также вступление в силу новых правил потребует доработки локальных актов Системного оператора и субъектов электроэнергетики. Это тоже большая работа, которая сейчас ведется, и мы надеемся, что до конца текущего года она также будет завершена.

— *То есть эта масштабная программа затронет не только диспетчерские центры...*

— На сегодня в отраслевой базе аварийности содержатся данные об аварийных событиях на объектах генерации установленной мощностью от 25 МВт и в электрических сетях 110 кВ и выше. К ней подключены 577 электростанций, более 17 тысяч линий электропередачи и 14 подстанций напряжением 110 кВ и выше. А также более 700 сетевых предприятий и организаций и примерно по столько же организаций потребителей электрической энергии и объектов генерации. Всего около 2000 пользователей, не считая диспетчерских центров Системного оператора.

— И этот огромный объем работы нужно выполнить меньше чем за четыре месяца?

— Это достаточно напряженный график. Но поскольку мы принимали участие в подготовке, рассмотрении и разработке новых нормативных требований, то начали подготовку заранее, не дожидаясь их официального опубликования.

Такая работа на опережение позволит нам обеспечить плавный переход с одной системы требований на другую. Надеюсь, что переход на новое программное обеспечение пройдет для всех участников процесса незаметно.

— Павел Анатольевич, какие еще задачи сегодня стоят в части совершенствования технического контроллинга? Каковы дальнейшие планы?

— Энергосистема России очень сложный и масштабный «механизм», она включает огромное количество объектов, и уследить за каждым нарушением достаточно сложно. Поэтому мы разрабатываем и внедряем в практику осуществления мониторинга аварийности и анализа причин аварийности показатели надежности.

Это своеобразные индикаторы, которые срабатывают при определенных значениях и характеристиках работы энергообъектов в составе энергосистемы и тем самым дают возможность определить объект, состояние которого необходимо изучить более детально.

Эта работа ведется последние примерно десять лет, и мы планируем продолжить разрабатывать и внедрять в практику новые показатели,

обеспечивающие более комплексный подход к оценке параметров надежности работы энергосистемы, энергообъектов в ее составе, а также диспетчерских центров. Так, чтобы мониторинг позволял более оперативно реагировать и реализовывать мероприятия по повышению надежности функционирования как энергосистем, так и отдельных объектов электроэнергетики, работающих в составе энергосистем.

— *Как это будет выглядеть на практике?*

— Расширение детализации — это внедрение показателей, которые позволяют оценить те или иные отклонения от штатной работы энергосистемы или объекта в ее составе, изменение и ухудшение которых увеличивают риски возникновения нарушений, что позволяет более детально и точно выявить ту или иную проблему.

Системный оператор отвечает за соблюдение требований параметров электроэнергетического режима энергосистемы. Один из них — частота электрического тока. Этот показатель в нашей стране — один из лучших среди энергосистем мира. Например, в ЕЭС России за 10 месяцев 2025 года при нормативе частоты 50 Гц плюс-минус 0,2 Гц мы поддерживаем частоту 50 Гц плюс-минус 0,05 Гц 99,96 % времени работы энергосистемы. Это очень хорошие показатели.

Есть параметры надежности работы объектов, которые уже отслеживаются, контролируются и обеспечиваются. Но есть и направления, где можно усовершенствовать деятельность по мониторингу надежности работы объектов электроэнергетики.

Считаю, что надо продолжать дополнять параметрами надежности оценку работы энергообъектов, чтобы облегчать мониторинг реальной ситуации и повышать эффективность мониторинга оценки рисков. И если наблюдаются отклонения от требований — изучать возможности улучшения состояния оборудования, увеличения их охвата.

Например, работа энергосистемы в значительной степени зависит от погодных условий. То есть на нее влияют ненормативные ветровые нагрузки, снегопады, тайфуны и так далее. Правильно и корректно сопоставлять параметры

аварийности в электрических сетях, на линиях электропередачи с учетом проведения дополнительного анализа отключений, которые произошли при ненормативных погодных явлениях, например, в случаях, когда проектом строительства объекта предусмотрены одни нормативные значения погодных явлений, а по факту, например, ветровая нагрузка на них регулярно превышает.

Это позволяет понять, связаны ли инциденты с работой оборудования или с изменением климатических условий, стали ли они чаще происходить. Нужно ли принимать в связи с этим какие-то решения, например, при строительстве в данном районе новых линий, проектировать их на изменившиеся климатические условия.

И таких примеров должно быть множество, чтобы более корректно, более точно определять фактическое состояние объектов энергетической системы.

Также планируется продолжать совершенствовать деятельность диспетчерских центров: что-то упростить, автоматизировать, что тоже повлияет на повышение надежности энергосистемы и объектов, работающих в ее составе.

— *Какие изменения коснулись разработки и контроля противоаварийных мероприятий?*

— В части выполнения противоаварийных мероприятий новые правила также принципиально не изменились, прежний подход сохранился. Но, конечно, определенные элементы новизны также есть.

Например, появилась нормативно закреплённая обязанность владельца объекта энергетики к устранению противоречий и существенных недостатков, которые были отражены или не отражены в акте расследования причин технологического нарушения по результатам проведенного расследования.

Также появился новый функционал, который позволяет субъекту электроэнергетики представлять информацию о факте выполнения противоаварийных мероприятий в органы Ростехнадзора и Системный оператор в электронном виде — с помощью программно-аппаратного комплекса, о котором я уже упоминал. Это позволяет вести данную работу в

безбумажном виде.

«Расширение детализации — это внедрение показателей, которые позволяют оценить те или иные отклонения от штатной работы энергосистемы или объекта в ее составе, изменение и ухудшение которых увеличивают риски возникновения нарушений, что позволяет более детально и точно выявить ту или иную проблему».

С 2028 года в безбумажном виде, с помощью отраслевой базы аварийности будет не только осуществляться информирование о выполнении таких мероприятий, но и снятие с контроля органами Ростехнадзора противоаварийных мероприятий, разработанных по результатам расследования причин технологических нарушений. Для этого программное обеспечение будет также доработано.

— Представители Системного оператора участвуют в комиссиях по расследованию причин технологических нарушений. Какие причины выявляются чаще всего, какие меры могут быть приняты для их предотвращения?

— Как я говорил ранее, энергосистема — сложный механизм с разнородным оборудованием, с размещением объектов в разных климатических условиях, с режимными и схемными особенностями. Причины возникновения технологических нарушений при каждом аварийном отключении оборудования очень индивидуальны: это может быть и техническое состояние оборудования, и «человеческий фактор», и другие причины.

Если брать статистику за последние 10 лет, то основное повреждаемое или отказавшее оборудование на электростанциях — турбинное. На него приходится порядка 20% от общего количества нарушений в работе электростанций. Около 19% всех нарушений происходит на котельном оборудовании. Достаточно большая величина отказов в работе вспомогательного тепломеханического оборудования на электростанциях —

она составляет больше 10%, и этот показатель не сильно, но постепенно год от года растет. Это означает, что надо уделять внимание соблюдению требований по эксплуатации и техническому состоянию вспомогательного оборудования электростанции.

Также требуют внимания различные неисправности, неправильные срабатывания устройств тепловой автоматики и измерений на электростанциях. Они становятся причиной 10% аварий всей аварийности на электростанциях.

Если же говорить о технологических нарушениях в электрических сетях 110 кВ и выше, то порядка 70% всех отключений — это линии электропередачи. Порядка 19% приходится на различные повреждения оборудования на подстанциях 110 кВ и выше и около 8% — неправильная работа и отказы в работе устройств релейной защиты и автоматики.

— Павел Анатольевич, еще у меня вот такой вопрос. Минэнерго России разрабатывало методологию формирования программ повышения надежности объектов электрических сетей и генерирующего оборудования тепловых электростанций. Принимали ли вы участие в этой работе? В частности, использовался ли при этом внедренный в 2025 году в Системном операторе мониторинг аварийных снижений и технических ограничений установленной мощности тепловых электростанций?

— Да, действительно, в Министерстве энергетики в этом году разработаны методические рекомендации по формированию программы повышения надежности электросетевого комплекса субъектов Российской Федерации. Участие в разработке этого документа, конечно, принимал и Системный оператор.

В этих рекомендациях сформированы требования и критерии, по которым формируются мероприятия для включения в программу повышения надежности (ППН).

Конечно, есть показатели, которые характеризуют надежность и аварийность объектов электрических сетей, в ведении, формировании и мониторинге которых участвуют сотрудники Системного оператора. Также в рекомендациях содержится много других критериев, связанных с минимизацией случаев

массовых прекращений энергоснабжения, критериев технического состояния, при несоответствии которым необходимо принимать меры по модернизации, замене или ремонту оборудования.

Также есть критерии, которые характеризуют количественные показатели аварийности, показатели надежности линий электропередачи 110 кВ и выше. Есть критерии, характеризующие перегрузку оборудования, которая ликвидируется вводом графиками аварийных ограничений потребления, а также индикаторы соответствия климатическим условиям.

За 10 месяцев 2025 года Системный оператор рассмотрел уже 35 таких ППН, подготовленных субъектами Федерации совместно с системообразующими территориальными сетевыми организациями.

Мы подтвердили необходимость выполнения мероприятий, предусмотренных в 24 проектах ППН, которые включают замену более 1300 единиц оборудования напряжением 110 кВ и ниже. 14 таких программ, получивших положительное заключение Системного оператора, одобрены Минэнерго России и утверждены главами субъектов Российской Федерации, — реализуются и включают мероприятия на 95 объектах электросетевого хозяйства напряжением 110 кВ и выше с общим объемом финансирования порядка 36 млрд рублей. Работа по подготовке ППН в электросетевом комплексе ведется не один год и продолжается.

По объектам генерации также ведется работа по подготовке методологии. При этом, не дожидаясь создания методологии, под руководством Министерства энергетики Российской Федерации генкомпания с участием Системного оператора и нашего дочернего общества «Техническая инспекция ЕЭС» в пилотном варианте разрабатывают и реализуют программы повышения надежности генерирующего оборудования. В первую очередь они затрагивают объекты, которые имеют большую аварийность.

Например, ППН затрагивают все тепловые электростанции Дальневосточной генерирующей компании в ОЭС Востока. Есть программы, которые реализуют генерирующие компании в юго-восточной части Сибири.

Сейчас только программ, в которых непосредственно участвует Системный

оператор, реализуется около десяти. Безусловно, компании также и самостоятельно разрабатывают и реализуют программы повышения надежности в рамках своей производственной деятельности.

— Есть ли еще какие-то программы, направленные на повышение надежности?

— Это, например, точечные мероприятия, которые разрабатываются для снятия аварийных снижений мощности и технических ограничений генерирующего оборудования на отдельных электростанциях ОЭС Востока, в юго-восточной части ОЭС Сибири и на Юге нашей страны. Там с конца прошлого года ведется работа по мониторингу аварийных снижений мощности и технических ограничений генерирующего оборудования электростанций с установленной мощностью более 100 МВт, влияние которых на надежность системы достаточно велико.

В прошлом году аварийность генерирующих объектов в отдельных регионах была высокая, при этом потребление электроэнергии и мощности так же росло. И мы вместе с компаниями проводили работу по выявлению технических ограничений, которые можно ликвидировать на отдельных станциях. В 2025 году такие планы мероприятий, сформированные генерирующими компаниями совместно с Системным оператором и технической инспекцией, разработаны по пяти тепловым электростанциям Юга России и Юго-Восточной Сибири, и сейчас они находятся в работе. Реализовать в полном объеме их планируется до конца 2027 года, это позволит ликвидировать технические ограничения установленной мощности генерирующего оборудования суммарно на величину около 560 МВт. Из них в настоящее время уже ликвидированы технические ограничения на общую величину 195 МВт. До конца текущего года этот показатель планируется довести до 250 МВт.

— Есть ли какие-то особенности при взаимодействии диспетчерских центров и субъектов электроэнергетики в технологически изолированных территориальных энергосистемах по повышению надежности работы генерирующего оборудования электростанций, ЛЭП и электросетевого оборудования?

— Функции оперативно-диспетчерского управления (ОДУ), то есть процесс централизованного управления технологическим режимом работы в пяти технологически изолированных энергосистемах (ТИЭС) переданы Системному оператору с 1 января 2024 года. До этого функции ОДУ в этих энергосистемах осуществлялись субъектами, функционирующими в пределах этих систем. Конечно, есть рабочие вопросы, которые мы решаем совместно с компаниями.

Один из таких вопросов заключается в том, что практические подходы, которые осуществлялись раньше на этих территориях, и те требования и единые стандарты, которые использует Системный оператор, отличаются.

«Энергосистема — большой и сложный механизм, здесь всегда что-то происходит, отключается, вводится в работу новое оборудование, выводится из эксплуатации и модернизируется существующее. Это постоянный процесс. Поэтому в электроэнергетике всегда есть задачи. И наше дело — их своевременно решать».

К примеру, Камчатская энергосистема работает в климатически очень сложном регионе, имеет сложную структуру, состав и ряд своих особенностей. Там пришлось решать много вопросов. В частности, в рамках решения задачи по повышению надежности работы Камчатской энергосистемы имеется такой значимый фактор, как сильные гололедо-изморозевые отложения на проводах воздушных линий электропередачи, что вызывает отключения линий. Этим вопросом в регионе занимались, и сейчас занимаются. Но подходы различаются. Мы в 2023 году системно определили задачи, составили перечень мероприятий, которые сейчас реализуются. И таких примеров много.

Решали вопросы технического контроля, организации расследования, выявления причин аварийности. Нельзя сказать, что сейчас абсолютно все задачи решены. Но качественное изменение в лучшую сторону уже произошло. Потому что мы находимся в постоянном диалоге с местными энергокомпаниями, обсуждаем планы и мероприятия, вырабатываем единые подходы, объясняем требования, действующие в Единой энергосистеме. Если

есть проблемы — ищем пути их решения.

Энергосистема — большой и сложный механизм, здесь всегда что-то происходит, отключается, вводится в работу новое оборудование, выводится из эксплуатации и модернизируется существующее. Это постоянный процесс. Поэтому в электроэнергетике всегда есть задачи. И наше дело — их своевременно решать. Чтобы система работала надежно, потребители не чувствовали никаких отключений, и чтобы этот процесс был управляемым.

— Скажите, пожалуйста, есть ли статистика по изменению аварийности в технологически изолированных энергосистемах? Как изменилась ситуация с учетом того, что эти территории живут по единым правилам?

— К сожалению, в изолированных системах за последние 2–3 года аварийность в сетях 110 кВ и выше в количественном выражении растет.

Но это связано не с ухудшением состояния, а с разницей подходов к учету различных нарушений на объектах электроэнергетики. Раньше ТИЭС считали показатели аварийности по-своему, поэтому показатели были ниже. Как только они перешли на подсчет по общим правилам, показатели ухудшились. Но при этом, если сравнивать показатели текущего и прошлого года, выполненные по единым стандартам, то можно увидеть, что в целом аварийность снижается.

Сейчас необходимо обратить внимание в ТИЭС на работу линий электропередачи 110 кВ и выше, где аварийность продолжает расти, и к концу текущего года, как ожидается, количественный показатель аварийности увеличится на 15% по отношению к прошлому году. В настоящее время совместно с владельцами этих электрических сетей и региональными штабами по обеспечению безопасности электроснабжения ведется работа по минимизации количества отключений. При этом показатели надежности генерирующего оборудования в целом соответствуют уровню всей страны. И аварийность на генерирующих объектах ТИЭС снижается.

— Поделитесь, пожалуйста, предварительными итогами 2025 года по всей энергосистеме — в части результатов аварийности и мероприятий по повышению надежности и снижению аварийности генерирующего

оборудования и объектов электросетевого хозяйства.

— На объектах электроэнергетики ЕЭС России в отношении электростанций установленной мощностью 25 МВт и выше и объектов электрических сетей напряжением 110 кВ и выше в целом аварийность ежегодно снижается в среднем на 1,7% в течение последних девяти лет. При этом на отдельных объектах энергосистем количество аварийных отключений, к сожалению, растет.

В 2024–2025 годах мы вместе с компаниями точно выявили наиболее аварийные линии электропередачи напряжением 110 кВ и выше и генерирующее оборудование установленной мощностью более 25 МВт на отдельных электростанциях, в отношении которых в настоящее время уже выполнены или продолжается реализация мероприятий по снижению аварийности. В электрических сетях 110 кВ и выше таких объектов на начало года было выявлено 55.

По состоянию на ноябрь текущего года на 34 из них уже реализованы планы по снижению аварийности. И мы уже видим эффект. На 26 линиях, где после выполнения мероприятий прошло больше трех месяцев, аварийность или кардинально снизилась, или равна нулю. То есть отключений нет в течение достаточно большого времени.

По генерирующим объектам в планы по снижению аварийности в 2025 году включены 46 единиц, из них по 22 единицам генерирующего оборудования мероприятия уже реализованы. 19 из них проработали также больше трех месяцев, в том числе 16 единиц генерирующего оборудования качественно снизили аварийность, причем некоторые также до нуля.

Поэтому чтобы система работала надежно, нужно вовремя выявлять недочеты, которые возникают в отдельных участках системы, и реализовывать мероприятия для минимизации возникающих рисков.

Необходимо мониторить и управлять аварийностью, контролировать ее, вовремя выявлять имеющиеся риски, чтобы вовремя воздействовать на их устранение. Тогда показатели надежности будут высокими.

**Электрические сети,
Энергетические системы,
ЕЭС,
Аварии**