

# ПРАКТИЧЕСКАЯ ЦИФРОВИЗАЦИЯ

АВТОР:

А.Н. БУСЛОВ,  
ОБОЗРЕВАТЕЛЬ  
НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОГО  
ЖУРНАЛА «ЭНЕРГИЯ  
ЕДИНОЙ СЕТИ»

**В** Единой энергетической системе России продолжается начатый несколько лет назад процесс перевода подстанций высоких классов напряжения на дистанционное управление. В июне 2018 г. Системный оператор и Федеральная сетевая компания приступили к дистанци-

онному управлению оборудованием очередного системообразующего питающего центра — подстанции 330 кВ «Губкин» в Белгородской области. Каждый такой проект — результат интенсивной совместной работы крупнейших компаний отрасли и очередной шаг к цифровой энергетике.

**Ключевые слова:** цифровая энергетика; математическое моделирование; режимы энергосистем; дистанционное управление; оперативно-информационные комплексы; диспетчерский центр.



ПС 220 кВ «Проспект  
Испытателей»

## В РУСЛЕ СОВРЕМЕННЫХ ТЕНДЕНЦИЙ

Цифровизация отрасли набирает обороты. Стартовавшая в конце 2016 г. с нескольких строчек в ежегодном президентском послании к Федеральному собранию «системная программа развития экономики нового технологического поколения» уже в июле 2017 г. получила продолжение в утвержденной правительством государственной программе «Цифровая экономика Российской Федерации». Программа содержит системные подходы к наращиванию кадровых, интеллектуальных, тех-

нологических возможностей России в области цифровой экономики. Менее чем через год идея охватила отраслевой уровень: в марте 2018 г. специальный координационный орган под председательством министра энергетики Александра Новака утвердил паспорт программы «Цифровая трансформация электроэнергетики России». Ее основной целью стало повышение надежности и эффективности функционирования Единой энергосистемы России путем внедрения риск-ориентированного управления на базе цифровых технологий.

Цифровая энергетика предусматривает создание информационно-телекоммуникационной инфраструктуры

и аппаратно-программных средств, обеспечивающих технологическую возможность применения решений промышленного интернета, мероприятия по совершенствованию нормативно-правовой и нормативно-технической документации, меры по кадровому и информационному обеспечению.

В общих чертах определились, теперь настало время углубления в детали. Какие проекты войдут в сферу цифровой энергетики, получив поддержку и финансирование? Какой эффект ожидает отраслевое сообщество и государство от цифровизации и каковы оптимальные пути его достижения? Ответы на эти вопросы вырабатываются в отрасли



Рис. 1  
Подстанция 330 кВ «Губкин»  
в Белгородской области

прямо сейчас путем дискуссий и об- суждений.

## ОПЕРЕЖАЯ ВРЕМЯ

Энергетика в истории челове- чества всегда составляла базу для экономического роста, к которой применялось требование опережа- ющего развития, в виде не только экстенсивного роста количества и мощности электростанций и про- пускной способности сетевой инфраструктуры, но и развития технологий. Именно энергетики (а точнее, диспетчеры энергосистемы) вслед за оборонной и атомной про- мышленностью и Гидрометцентром в 1960-х гг. стали одними из первых использовать ЭВМ. За несколько де- сятилетий отечественная энергетика прошла большой путь автоматиза- ции и интеллектуализации. Многие процессы управления российской энергосистемой уже довольно давно интеллектуализированы и полностью вписываются в идею цифровой энергетики. Например, часть энергообъектов оснащена

микропроцессорными устройствами релейной защиты, позволяющими осуществлять их компьютеризиро- ванную настройку и мониторинг. Широко применяются режимная, системная и противоаварийная ав- томатики, в том числе централизо- ванные системы противоаварийного управления, в реальном времени реагирующие на развитие аварий в энергосистеме. Большинство технологических процессов обе- спечено системами телеуправления и телемеханизации. Энергетические компании все шире используют технологии онлайн-мониторинга основного оборудования, оснащая его необходимым объемом датчиков и организуя двусторонний обмен информацией. Активно вводятся си- стемы прогнозирования техническо- го состояния оборудования.

Практически каждая крупная энергетическая компания имеет собственные разработки, отвечаю- щие идее цифровизации отрасли. Так, АО «Системный оператор Еди- ной энергетической системы» уже более 15 лет применяет и развивает

математическое моделирование электроэнергетических режимов ЕНЭС России в процессе плани- рования и управления режимами энергосистем.

ПАО «ФСК ЕЭС» активно развивает программу «Цифровая подстанция». В ЕНЭС уже появилось несколь- ко сетевых объектов, в которых комплексно реализованы цифровые технологии: переключательный пункт 500 кВ «Тобол» в Тюменской области и подстанция 110 кВ «Мед- ведевская» в Сколково. С 2006 г. компания внедряет цифровые техно- логии по международному стандарту МЭК 61850. Частично цифровизова- но уже почти 200 объектов, что по- зволило компании снизить объем профилактического обслуживания оборудования за счет удаленного мониторинга и самодиагностики.

Кроме того, Федеральная сете- вая компания внедряет в сферу инжиниринга сервис цифрового проектирования систем управления подстанциями с использованием типовых решений. Программный

комплекс создается на базе россий- ской платформы САПР. В проекте задействованы специалисты На- учно-технического центра ФСК ЕЭС, Системного оператора и производи- телей оборудования. Его реализа- ция позволит увеличить скорость проектирования вторичных систем электросетевых объектов до деся- ти раз, активнее масштабировать цифровые технологии в электро- сетевом комплексе, а также обе- спечит минимизацию риска ошибок как при проектировании, так и при наладке и эксплуатации.

В ПАО «Россети» создан электрон- ный журнал оперативного персо- нала, позволяющий, благодаря использованию двухконтурной модели управления, отслеживать технологические нарушения в сетях в режиме реального времени. Есть еще множество конкретных при- меров в электроэнергетических компаниях.

Одной из первых генерирующих компаний, внедряющих в практику цифровые модели, стало ПАО «Рус- Гидро», где развиваются технологии виртуальных моделей отслеживания жизненного цикла оборудования и автоматизированные системы управления. Так, в 2016 г. на Саяно- Шушенской ГЭС им. П.С. Непорож- ного ПАО «РусГидро» установлена система группового регулирования активной мощности, которая в ав- томатическом режиме регулирует задвижки, что позволяет набирать либо автоматически сбрасывать мощности в зависимости от частоты в энергосистеме.

В этом смысле цифровизация в от- расли уже давно началась и активно продолжается по сей день. Одной из ее составляющих, безусловно, является дистанционное управление подстанциями, внедрение которого также начато задолго до истори- ческого обращения президента к Федеральному собранию.

## ЦЕННЫЙ ОПЫТ

В настоящее время ПАО «Феде- ральная сетевая компания Единой энергетической системы» имеет ут- вержденную правлением программу оснащения подстанций системами дистанционного управления (теле- управления), в которую входят более 100 объектов напряжением 110– 500 кВ и модернизация программ- но-аппаратных комплексов ряда центров управления сетями. Это промежуточный итог долгого пути, начатого в 2013 г. с рабочего вза- имодействия между АО «СО ЕЭС», ПАО «Россети» и ПАО «ФСК ЕЭС». К тому времени в ЕНЭС России по- явилось уже достаточно много так называемых «подстанций нового поколения», на которых было уста- новлено современное оборудование и средства автоматизации, позво- ляющие исключить непосредствен- ное участие человека из процесса управления оборудованием.

На первых этапах технологии опробовались в рамках пилотных проектов, для которых было ото- брано шесть объектов сетевой инфраструктуры: подстанции (ПС) 330 кВ «Завод Ильич», «Василе- островская» и 220 кВ «Проспект Испытателей» в Ленинградской энергосистеме, а также ПС 220 кВ «Поселковая», «Псоу» и распе- делительный пункт (РП) 220 кВ «Черноморская» в Кубанской энергосистеме. Основной целью проектов стала отработка на прак- тике концептуальных подходов к организации оперативно-диспет- черского и оперативно-технологи- ческого управления с применени- ем телеуправления.

В процессе совместной работы были внесены необходимые изменения в конфигурацию и программное обе- спечение АСУТП подстанций, вы- полнены мероприятия по настройке программно-технических комплек- сов ЦУС филиалов ПАО «ФСК ЕЭС»

и оперативно-информационных комплексов (ОИК) диспетчерских центров Системного оператора, пересмотрена необходимая до- кументация, проведено обучение оперативного и диспетчерского персонала. Специалисты филиалов Системного оператора ОДУ Северо- Запада, Ленинградское и Кубан- ское РДУ, принимавшие участие в пилотных проектах, пересмотрели значительный объем инструктивных материалов, разработали типовые программы по выводу в ремонт и вводу в работу ЛЭП и подстанци- онного оборудования при помощи дистанционного управления.

Учитывая новизну решаемой за- дачи и имеющиеся ресурсы, в ходе реализации пилотных проектов пришлось применить ряд новшеств и нестандартных решений. Так, передача команд телеуправления из оперативно-информационных комплексов диспетчерских центров в АСУТП объектов электроэнергети- ки была организована по существу- ющим резервированным каналам информационного обмена в соответ- ствии с международным протоколом МЭК 60870-5-104. Для обеспече- ния безопасности переключений и исключения возможных ошибок наряду с логическими блокировками на подстанциях были разработаны дополнительные блокировки в ОИК диспетчерских центров, форми- руемые на основании получаемой с подстанций телеметрии. Особое внимание уделили информационной безопасности выделенных каналов связи и самих управляемых дистан- ционно объектов энергетики.

В сентябре 2015 г. первая часть пилотных проектов успешно завер- шилась. Электросетевые объекты были оснащены системами дистан- ционного управления, позволяю- щими осуществлять переключе- ния последовательно (пошагово) по командам из ОИК диспетчерских центров Системного оператора.



Рис. 2  
ПС 330 кВ «Завод Ильич»

Вторым этапом стало применение автоматизированных программ переключений (АПП), позволивших полностью передать компьютеру процесс переключений в электроустановках. Автоматизированные программы, содержащие алгоритмы действий по изменению эксплуатационного состояния оборудования, включая мониторинг исполнения команд, позволяют осуществлять весь цикл переключений без участия диспетчера, который должен только запустить процесс и по завершении убедиться в достигнутом результате.

Испытания дистанционного управления с АПП проводились в Ленинградской энергосистеме в июле 2017 г. филиалом АО «СО ЕЭС» — ОДУ Северо-Запада совместно с филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» — МЭС Северо-Запада. В процессе испытаний опробован функционал оперативного информационного комплекса СК-11.SCADА разработки ЗАО «Монитор Электрик», обеспечивающего поддержку современных технологий дистанционного управления электросетевым оборудованием. Функционал нового ОИК был опробован на наиболее типичных для оперативно-диспетчерского управления операциях: выводе оборудования в ремонт либо резерв и последующем вводе в работу. С диспетчерского пункта ОДУ Северо-Запада были успешно выведены в резерв и затем введены в работу выключатели 330 кВ, система шин 330 кВ, автотрансформаторы 330/110 кВ и 330/220 кВ на подстанциях 330 кВ «Василеостровская» и «Завод Ильич». Также была выведена в ремонт и введена в работу КЛ 330 кВ «Завод Ильич — Василеостровская». Испытания показали возможность значительного — в несколько раз — сокращения времени на проведение переключений в электроустановках по сравнению с традиционным осуществлением этих операций по командам, отдаваемым диспетчерами Системного

оператора. Время переключений при выводе в резерв либо ремонт и вводе в работу составило: для выключателей — около 20 с; для автотрансформаторов — 1 мин. 10 с; для системы шин 330 кВ — 30 с; для КЛ 330 кВ — 2 мин. 15 с.

Реализация пилотных проектов позволила Системному оператору совместно с ПАО «Россети» и ПАО «ФСК ЕЭС» разработать три основополагающих документа, регламентирующих порядок дальнейшего развития телеуправления: Типовые принципы переключений в электроустановках при осуществлении телеуправления оборудованием и устройствами РЗА подстанций; Типовой порядок переключений в электроустановках при осуществлении телеуправления оборудованием и устройствами РЗА подстанций; Типовые технические требования к программно-техническим комплексам (ПТК) АСУ ТП подстанций и к обмену технологической информацией для осуществления функций телеуправления оборудованием и устройствами РЗА подстанций из диспетчерских центров АО «СО ЕЭС» и ЦУС сетевых организаций.

## ОЩУТИМЫЙ ЭФФЕКТ

Зачем Системный оператор, Федеральная сетевая компания и «Россети» развивают дистанционное управление? Ответ на этот вопрос одновременно является важной частью ответа на вопрос, какие проекты вообще должны попадать в программу цифровизации отрасли.

Итак, дистанционное управление коммутационными аппаратами подстанций из диспетчерских центров Системного оператора и ЦУС сетевых компаний имеет конкретный и понятный эффект для энергетики, достигаемый в довольно сжатые сроки, причем эффект как обще-

системный, выражаемый в повышении надежности Единой энергосистемы, так и узкоотраслевой — в сфере передачи и распределения электроэнергии.

Выраженный общесистемный эффект заключается в повышении эффективности управления электроэнергетическим режимом энергосистем и надежности ЕЭС России за счет сокращения времени ликвидации аварий, уменьшения времени производства оперативных переключений, снижения объема и длительности ввода режимных ограничений на время переключений, понижения риска ошибочных действий оперативного персонала энергообъектов, увеличения скорости реализации управляющих воздействий по изменению топологии электрической сети. Время проведения переключений и количество ошибок значительно снижаются за счет вывода из процесса человека. Качество производства переключений улучшается за счет протоколирования действий и применения логических блокировок как при плановых переключениях, так и при ликвидации аварий.

В итоге для сетевых организаций возникает эффект не только операционный, состоящий в сокращении времени восстановления электроснабжения потребителей при нештатных ситуациях, но и экономический, заключающийся в снижении расходов на оперативную деятельность, состоящий в повышении безопасности управления подстанциями, уменьшении риска травматизма для персонала. Помимо этого, есть еще один ожидаемый эффект: у сетевых компаний появляется новый импульс для развития центров управления сетями. Внедрение новой технологии позволит оптимизировать системы оперативно-технологического управления за счет

## СХЕМА РЕАЛИЗАЦИИ ДИСТАНЦИОННОГО УПРАВЛЕНИЯ ОБОРУДОВАНИЕМ И УСТРОЙСТВАМИ ПОДСТАНЦИЙ ОЭС СЕВЕРО-ЗАПАДА ИЗ ДИСПЕТЧЕРСКОГО ЦЕНТРА

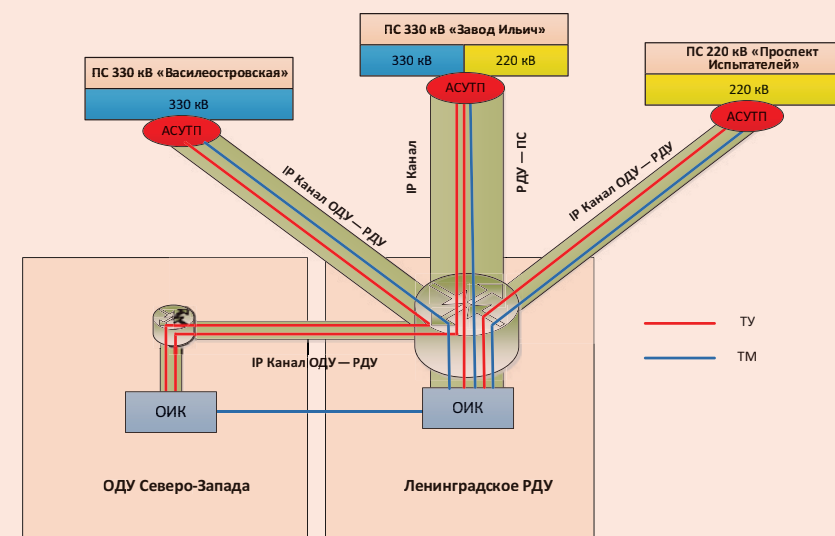


Рис. 3

рационального расширения операционных функций ЦУС, изменения схемы оперативного обслуживания подстанций и концентрации высококвалифицированных кадров в этих структурных подразделениях.

Кстати, определенный интерес телеуправление может представлять и для крупных промышленных компаний, имеющих развитый электросетевой комплекс. Организация телеуправления поможет обеспечить сокращение расходов на содержание и обслуживание собственной электросетевой инфраструктуры, а также значительно снизить влияние нарушений нормального режима работы электросетевого комплекса на основное производство.

## НАСУЩНЫЕ ВОПРОСЫ

По каким критериям предлагается отбирать направления для развития цифровизации? Какие сферы и проекты отвечают этим критериям? Каковы «подводные камни» или, другими словами, чего следует избегать при выборе направлений?

Ответы на эти вопросы отраслевое сообщество и регулятор должны выработать на старте процесса цифровизации. Однако процесс уже начался, а однозначных ответов пока нет.

Очевидно, что попадать в урло цифровизации, получать одобрение государства и последующую «путевку в жизнь» должны проекты,

ощутимо повышающие эффективность функционирования отрасли. Для этого они должны иметь потенциал для построения на их базе эффективных моделей управления технологическими и бизнес-процессами, а именно: при определении целесообразности реализации проектов цифровизации первичным является вопрос, какие модели управления в отрасли в целом и у субъектов электроэнергетики в частности с их помощью будут усовершенствованы. При выборе приоритетных проектов возникает вопрос, в каких случаях эти усовершенствования будут иметь максимальный положительный системный эффект.

Всем этим требованиям проект по организации дистанционного управления оборудованием подстанции 330 кВ «Губкин», как и все другие проекты по телеуправлению, отвечает в полной мере. Они кардинально улучшают важнейший технологический процесс оперативно-диспетчерского управления — производство переключений в электроустановках. Основанное на новейших технологических достижениях дистанционное управление оборудованием подстанций решает старейшие проблемы сетевых организаций — обеспечение физической безопасности персонала подстанций и влияние человеческого фактора на их функционирование. И, наконец, как уже упоминалось, при достаточном накоплении таких проектов в ЕЭС России они создадут значительный общесистемный эффект.

Подход, опробованный на проектах по дистанционному управлению, позволяет избежать разговоров об абстрактной «цифровизации» и перейти к определению конкретных реальных процессов, в которых внедрение цифровых технологий позволит реализовать новые рыночные механизмы, повысить

эффективность работы энергосистемы и скорость ликвидации аварий, снизить издержки, улучшить показатели надежности.

Подобные проекты, подходящие для цифровизации уже сейчас, в электроэнергетике есть, и отраслевой регулятор с ними ознакомлен. Например, кроме дистанционного управления подстанциями, максимальный потенциал внедрения современных цифровых решений имеют:

- внедрение устройств противоаварийной автоматики и релейной защиты с функциями самодиагностики, дистанционного управления и параметрирования;
- развитие систем анализа состояния оборудования на основе данных диагностики;
- повышение наблюдаемости параметров оборудования и электроэнергетического режима;
- интеллектуализация учета, контроля качества и надежности электро- и теплоснабжения на тех объектах, где повышение точности измерений приводит к получению явного экономического эффекта, т.е. при измерениях больших объемов перетоков и где максимально задействуется функциональность, в первую очередь, при управлении спросом;
- организация дистанционного управления элементами электрической сети и электростанций, объектовыми системами управления.

Необходимость этих инноваций регулярно обсуждается отраслевым сообществом на технических и научно-практических конференциях, а недавно получила и оценку законодателей. Эти направления оценены как перспективные для программы цифровизации и включены в рекомендации по итогам работы одной из важнейших в отрасли дискуссионных площадок — круг-

лого стола комитета по энергетике Государственной Думы, прошедшего в июне 2018 г.

Реализация таких проектов поможет избежать основной ошибки рационализаторов всех времен и народов — процесс ради процесса. Ведь цифровизация — не самоцель, а средство повышения эффективности отрасли, способ достижения уровней ведущих мировых экономик.

## СИСТЕМНЫЙ ВЗГЛЯД

Проекты цифровизации не должны сводиться только к автоматизации существующих технологических и бизнес-процессов, которая и так ведется в отрасли многие годы и фактически никогда не прекращалась. Цель цифровизации — порождение нового качества функционирования энергетики и ее управления. Поэтому цифровизация — это встряска для технологического комплекса Единой энергосистемы, да и для отрасли в целом. На стадии внедрения любые кардинальные изменения могут оказывать влияние на надежность функционирования электроэнергетики. Поэтому проекты цифровизации должны соответствовать следующим требованиям, минимизирующим негативные последствия и при этом позволяющим привлечь к внедрению технологий широкий круг профессиональных участников:

1. Разумно отдавать приоритет технологическим решениям российских производителей и поставщиков, а темпы реализации проектов по цифровизации должны соответствовать производственным возможностям поставщиков технологических решений.
2. Проекты должны быть масштабируемыми. Необходимо, чтобы процедура утверждения

проектов содержала в себе оценку предполагаемых затрат и экономических эффектов, включая обоснование возврата инвестиций. Для сохранности инвестиций от новых проектов требуется их максимальная совместимость с ранее реализованными технологическими решениями по цифровизации, в частности, реализация новых проектов должна базироваться на применении существующей инфраструктуры и сервисов традиционных телекоммуникационных компаний с целью минимизации расходов на создание новой инфраструктуры и ИТ-сервисов, не относящихся к основной деятельности субъектов электроэнергетики.

3. Проекты должны коррелировать с целями и направлениями реализации долгосрочных программ развития субъектов электроэнергетики, а также быть взаимосогласованными с проектами других субъектов на архитектурном и протокольном уровне. Более того, с целью получения суммарного синергетического общепромышленного эффекта целесообразно обеспечить возможность интеграции проектов через единые информационное пространство и цифровую среду взаимодействия.

Удовлетворение этих требований позволит продвигаться по пути цифровизации с учетом реальной готовности отрасли к изменению моделей управления. И первым шагом на этом пути должна стать выработка «единого языка» — создание онтологической модели энергосистемы и переход на единые модели и стандарты, позволяющие всем информационным и экспертным отраслевым системам одинаково понимать и описывать энергосистему (вплоть до объектов и деталей оборудования) и происходящие в ней процессы.

ноябрь 2018



VIII  
Открытый турнир  
энергетиков  
памяти М. М. Ботвинника

2018

# ШАХМАТНЫЙ ТУРНИР ЭНЕРГЕТИКОВ

Приглашаем команды энергетиков поддержать нашу добрую традицию и принять участие в ежегодном открытом шахматном турнире!

Состоится личное и командное первенство по правилам ФИДЕ для быстрых шахмат.

НАБИРАЙТЕ ЧЕТЫРЕХ ИГРОКОВ  
И РЕГИСТРИРУЙТЕ КОМАНДУ  
НА САЙТЕ ТУРНИРА  
[WWW.TURNIR.NTC-POWER.RU](http://WWW.TURNIR.NTC-POWER.RU)

