

Импортозамещение в электросетевом комплексе в эпоху цифровой трансформации

Сегодня мы обсуждаем такую важную и актуальную тему, как Импортозамещение в электросетевом комплексе в эпоху цифровой трансформации. Сейчас без цифровой трансформации никуда. Отрасль активно движется в этом направлении и, естественно, встает вопрос: а есть ли надежные и недорогие отечественные решения? Вот об этом и о том, как в целом проходит процесс цифровой трансформации в России, мы и поговорили с нашими экспертами.

На наши вопросы отвечали:

Ярослав Иванов, управляющий ГК КЭАЗ

Сергей Егоров, технический директор АО ГК «Системы и Технологии»

Илья Фролов, генеральный директор компании «СКС» («Системы конструкторской сборки»)

Алексей Камынин, директор ООО «Челябинский завод электрооборудования»

Как, на ваш взгляд, в целом сегодня проходит цифровая трансформация в электроэнергетике?

Ярослав Иванов: «Цифровая трансформация» уже стала «мемом», еще недавно таким словом было слово «инновации», поэтому, если разбираться глубоко, стоит уточнить, о чем идет речь. Я буду говорить об использовании функций получения данных о состоянии, работоспособности, удаленного включения и отключения, учета в цифровом формате в электросетевом комплексе. И считаю, что в этом контексте «цифровая трансформация» в зонах ответственности ФСК и Россетей идет уже не один год, и даже не пять. Задача эта сложная и многогранная. Вопрос касается глубины проникновения и интеграции всех данных в разные информационные системы, использование этих данных при принятии тех или иных технических и оперативных решений, перевод многих действий в автоматический режим. Самые большие вызовы сейчас находятся в вопросах интеграции. Эти процессы начаты, но носят точечный, пилотный характер. Думаю, что как только знания и технологии достигнут критической массы, будет прорыв. Например, если говорить об управлении низковольтными коммутационными аппаратами, то удаленное управление, передача информации о состоянии автомата и т. д. всегда было возможно, только решения с независимыми и сигнальными контактами, приводами включения и отключения стоили дороже и сигналы были аналоговыми. Теперь, по сути, все функции есть и в цифровом формате взаимодействия.

Сергей Егоров: На наш взгляд,

цифровизация в электроэнергетике до недавнего момента проходила хорошими темпами (года до 2016–2017). Затем темп и результативность уменьшились.

Причин снижения темпа несколько: в первую очередь это снижение контроля за процессом со стороны государства или профильных министерств, ведомств, а во вторую – высокий рост курса доллара и применяемые к нам санкции. Однако со времени выхода Концепции «Цифровая трансформация – 2030» (М., 2018) происходит существенное изменение, связанное с развитием аппаратных и программных средств систем управления для применения на электрических подстанциях и в электрических сетях:

- появились высоковольтные цифровые трансформаторы тока и напряжения;
- разрабатывается первичное и вторичное оборудование со встроенными коммуникационными портами;
- принят международный стандарт МЭК-61850, регламентирующий представление данных о ПС как объекте автоматизации;
- создаются протоколы цифрового обмена данными между микропроцессорными интеллектуальными электронными устройствами (IED) ПС, включая устройства контроля и управления, релейной защиты и автоматики (РЗА), противоаварийной автоматики (ПА), телемеханики, счетчики электроэнергии и т. д.

Все это создает хорошие предпосылки для построения подстанций нового поколения (цифровых подстанций (ЦПС), в которых все потоки информации для реализации задач анализа, диагностирования, мониторинга и

управления осуществляются в цифровой форме.

Илья Фролов: Согласно многим источникам, степень цифровизации российской энергетики в 2020 году достигла мирового уровня. Раньше все данные собирались вручную, а сегодня есть подстанции, где до 80 процентов информации обрабатывается в автоматическом режиме. Цифровизация российской энергетики находится практически на том же уровне, что и у крупнейших энергетических держав мира. В первую очередь цифровые решения направлены на цифровизацию производственных технологических процессов. Например, цифровая подстанция, цифровой РЭС, основные задачи – повышение управляемости и наблюдаемости электросетей. Согласно общим представлениям, следующим шагом цифровизации будет роботизация, затем должны появиться цифровые платформы, где будут сосуществовать потребители, производители оборудования и сетевые компании. Например, летающие аппараты будут выполнять обследования внутри оборудования, зданий и сооружений, в генерации это могут быть дымовые трубы.

Немного цифр. В результате реализации проекта «умные» счетчики позволили снизить потери электроэнергии на 37%, время обнаружения участка, где произошла авария, и время ее ликвидации сократилось в пять раз. В Тульской области «Тулэнерго», филиал ПАО «МРСК Центра и Приволжья», установило более 32 тыс. интеллектуальных приборов учета электроэнергии у физических и юридических лиц. По итогам 2017 года потери электроэнергии сократились на 23,7 млн кВт-ч. Внедрение «умного учета» позволило снизить



Ярослав Иванов,
управляющий ГК «КЭАЗ»



Сергей Егоров,
технический директор
АО ГК «Системы и Технологии»



Илья Фролов,
генеральный директор компании
«СКС» («Системы конструкторской сборки»)



Алексей Камынин,
директор ООО «Челябинский завод
электрооборудования»

потери, связанные с недостоверным учетом отпущенной электроэнергии, неисправной работой счетчиков, и предупредить хищение электроэнергии.

С 2013 года в Уфе внедрением интеллектуальных сетей занимаются компания «Сименс» и АО «БЭСК». Планируется, что в результате реализации проекта электросетевой комплекс города полностью перейдет на интеллектуальное управление. В 2014 году потери электроэнергии сократились на 16–17%, по оценке компаний, к 2020 году потери уменьшатся в два раза по сравнению с существующими. В 2016 году элементы «умных сетей» стали внедряться в Казани, Набережных Челнах и Нижнекамске. Результаты внедрения интеллектуальных технологий таковы: среднее время перерывов электроснабжения в распределительных сетях, оснащенных системами секционирования, уменьшилось на 32%, средняя частота отключений – на 37%. Эти показатели надежности достоверно сопоставимы с результатами деятельности восточноевропейских электросетевых организаций. Наблюдается положительная динамика: с 2016 года продолжительность отключений снижена с 206 до 118 минут на одного потребителя, а количество отключений в год – с четырех до двух.

Однако в рамках цифровой трансформации возникают новые проблемы, в основном они связаны с безопасностью. Например, согласно опубликованным данным, «Россети» подвергаются 30 тысячам атак в день, 9 миллионов попыток в год. Это попытки войти в корпоративный периметр компании, технологические системы управления через электронную почту, мобильные сервисы и т. д. Два миллиарда рублей в год – затраты компании на мероприятия по кибербезопасности. Такая ситуация требует развития законодательной базы для улучшения кибербезопасности объектов критической важности.

Поэтому энергетическим компаниям следует переходить на новые стандарты безопасности: применять защищенные протоколы, цифровые сертификаты и подписи, внедрять системы контроля доступа и защищенные протоколы аутентификации для обеспечения безопасности беспроводных сетей, должны применяться криптография и шифрование при работе с облачными хранилищами.

Алексей Камынин: Процесс цифровой трансформации в нашей стране проходит довольно медленно по причине того, что нет в отрасли единого понимания, что это такое и какие продукты можно назвать «цифровыми». Все понимают этот термин по-своему и предлагают рынку совершенно разный набор опций. Такая неразбериха длится уже не первый год, но я думаю, что со временем мы преодолеем этот барьер. Как только сформируются единые требования и параметры, процесс значительно ускорится.

Какие выгоды принесет отрасли цифровая трансформация?

Ярослав Иванов: Выгоды очевидны – прозрачность, оперативность, возможность точного и удаленного управления. Но и предстоит решить много вопросов с точки зрения эффективности. Капитальные и прочие затра-

ты велики, а снижения операционных издержек, а следовательно, прямой окупаемости эксперты не видят. Вот пример – выбор простого или цифрового, «умного» автоматического выключения для заказчика. Когда решение принимает представитель Газпрома для газоперекачивающей станции, которая работает без обслуживания персоналом. Тогда очевидно, что нужен цифровой аппарат с возможностью удаленного управления. Так как обслуживающий персонал на станции будет лететь на вертолете, а это небыстро и недешево. А вот для КТП небольшого цеха по переработке древесины может и не иметь «умных» автоматов, энергетик или начальник производства всегда может решить проблему в КТП, которая находится рядом с производством. Поэтому, по моему мнению, основой для принятия решений должна быть в первую очередь возможность максимально эффективной модернизации «вдолгую». Это обеспечит выгоды как производителям, которым необходимо разрабатывать и выводить на рынок оптимальные решения, так и отрасли, представителям которой необходимо обеспечить «бесшовный» процесс.

Сергей Егоров: Скорее всего, другого выхода у электроэнергетики нет – на местах отсутствует сейчас (и будет его нехватка в ближайшие годы) необходимое количество квалифицированного линейного персонала, которого было в достатке 20 и более лет назад. При этом цифровая трансформация позволит отрасли поддерживать электросетевую комплекс в работоспособном состоянии, а время требует надежности и качества электроснабжения. Также появляется возможность на базе цифровых технологий:

- внедрять интеллектуальные системы управления, а ее компаниям перейти на рискориентированное управление за счет сбора, обработки и анализа больших данных;
- развитие рынка услуг хранения электроэнергии и сетевого резерва.

- сократить количество внезапных отказов основного электрооборудования и связанных с ними штрафов за недоотпуск электроэнергии и нарушений технологических циклов на предприятиях;
- технологии «Интернет вещей» (цифровые датчики, сенсоры, и средства коммуникации) как переход к передаче сигналов в цифровом виде на всех уровнях управления энергообъектов, и в первую очередь ПС;
- повысить надежность функционирования релейной защиты за счет оптических IGBT-модулей и уменьшения времени выявления аварийного режима;
- внедрить систему управления энергопотреблением за счет реализации интеллектуального учета с его интеграцией в сеть на уровне конечных потребителей и трансформаторных подстанций;
- выявлять очаги, определять размеры потерь и оптимизировать затраты на сбор информации с приборов учета за счет автоматизированного расчета балансов и внедрения программных комплексов, осуществляющих сбор, обработку и хранение информации по учету электроэнергии.

Кроме этого, цифровая трансформация может позволить существенно повысить энергобезопасность страны за счет применения распределенных генераций и наблюдаемости состояния любого энергообъекта в реальном масштабе времени.

Алексей Камынин: Выгоды от цифровой трансформации в конечном итоге получат все участники рынка. Компании – производители электрооборудования, которые смогут разработать цифровые решения и продукты отстроятся от конкурентов. Ведь применение цифровых решений повысит качество управления энергосистемами и позволит сократить затраты на их эксплуатацию и обслуживание, а также ликвидацию аварий. Это чрезвычайно выгодно как генерирующим и сбытовым компаниям, так и промышленным предприятиям.

Как это отразится на рынке электротехники?

Ярослав Иванов: Цифровая трансформация – это процесс глубоких изменений. Интеграция происходит не только в энергосистему предприятия, но и в корпоративную стратегию. Формируется новая философия мышления. Каждая компания выбирает ключевые направления и ресурсы, которые готова подключить к реализации этой стратегии, и исходя из этого определяется оптимальная система реформации: полный переход на автоматизирован-

ные системы управления и контроля, частичный или «по необходимости». КЭАЗ, как многие производители, формирует новый подход к модернизации объектов энергоснабжения в рамках цифровой трансформации – не просто поставляет оборудование, а разрабатывает и реализует «умные» системы с учетом требований заказчика. Мы идем путем интеграции с нашими клиентами, которые стали теперь партнерами. Мы выпускаем, прежде всего, автоматику защиты, которая стоит в конечном продукте – низковольтных комплектных устройствах. Поэтому сейчас движемся к тому, чтобы глубоко интегрироваться с производителями низковольтных комплектных устройств и работать с ними как одно целое.

КЭАЗ находится на достаточно высоком уровне использования цифровых технологий, которые применяются для управления и контроля собственной производственной цепочкой. Большинство наших продуктов по своим технико-экономическим показателям соответствуют концепции «Индустрия 4.0», и наш ассортимент позволяет реализовать разные стратегии цифровой трансформации. Мы своевременно выбрали для себя стратегию развития направления «автоматизация» и сейчас, полностью управляя процессами разработки продуктов КЭАЗ, можем обеспечить безопасность как серийной продукции, так и кастомизированных решений.

Алексей Камынин: На рынке электротехники появятся новые виды оборудования, новые игроки. Акцент переместится с конструктива оборудования на программные решения. Программное обеспечение и сервисы будут основополагающими факторами при выборе потребителем того или иного производителя.

Какие именно компании и подотрасли это затронет прежде всего?

Сергей Егоров: Сегодня практически все ведущие фирмы электроэнергетической отрасли активно работают в направлении цифровизации. Расширяется количество теоретических и практических исследований. Появляются новые международные стандарты, образцы оборудования, опытные полигоны.

На наш взгляд, в первую очередь это затронет промышленность, которая занимается производством электронных компонентов; микропроцессорной техники; оборудования для цифровых ПС, ну и, конечно, разработчиков программного обеспечения, которое должно полностью заменить импортные аналоги, используемые на энергообъектах, с целью обеспечения энергобезопасности отрасли.

✓ Насколько реально внедрить импортозамещение в электросетевой комплексе в эпоху цифровой трансформации?

Может ли российский производитель высокотехнологичного оборудования успешно конкурировать с зарубежными компаниями?

Ярослав Иванов: Нормативное регулирование импортозамещения на практике сейчас не может обеспечить реальную поддержку продвижению товаров российского происхождения. Российские производители испытывают на себе все «издержки» законодательства в этой сфере вне зависимости «от эпохи». Немногим российским производителям удалось наладить производство и сервис на уровне мировых стандартов, а те, кто смог доказать способность создавать собственный, уникальный, востребованный на рынке продукт, испытывают на себе все «издержки» законодательства в этой сфере вне зависимости «от эпохи». В этом году в России стартовало импортозамещение 2.0, которое меняет походы к регулированию рынка. Рассчитываем, что это стимулирует политику использования российской продукции в госпроектах и сдвинет с мертвой точки ситуацию с доступом к рынку российских производителей качественной продукции.

Сергей Егоров: Вполне реально. Но для этого необходимо от продуктов под вывеской «локализация производства» (обычной крупноузловой сборки) перейти на действительно импортозамещение – полноценные предприятия полного цикла, что требует значительного использования кооперации, а также для чего должны быть возможности (экономические, логистические, технические и т. д.). К сожалению, реализации импортозамещения полного цикла за год-два не решить, это долгосрочная перспектива, которой нужно заниматься.

Но главное, ключевое требование для такого процесса – необходимость (возможность) замены зарубежного программного обеспечения на отечественное **без революционной ломки сложившейся системы – на фоне эксплуатации существующего программного обеспечения.**

Для замены зарубежного программного обеспечения необходимо следовать следующим принципам.

Для разработки отечественных аналогов эксплуатируемых зарубежных программных систем должна быть использована отечественная платформа, которая обеспечит быструю разработку и поддержание жизненного цикла программной системы.

Для выбора платформы должны быть сформулированы требования к

ней. Платформа должна быть в состоянии подхватить накопленные в уже эксплуатируемых зарубежных программных системах базы данных, заменить существующие средства сбора, очистки и согласования исходных данных и дать конечному пользователю расширяемый арсенал средств предиктивной аналитики. Все это должно обеспечиваться на фоне эксплуатации существующих систем – с целью постепенного перехода на отечественный софт.

Требования к платформе можно сформулировать так:

- программная платформа должна быть отечественной разработки;
- программная платформа должна обеспечивать работу программного обеспечения в операционных системах типа Linux, Solaris;
- платформа должна обеспечивать работу с любой реляционной СУБД;
- платформа должна обеспечивать построение функциональных подсистем в виде web-сервисов и web-приложений;
- платформа должна обеспечивать построение аналитических моделей предметной области;
- в состав платформы должен быть включен расширяемый набор средств интеллектуального анализа данных;
- в составе платформы должны быть средства сбора, очистки, согласования данных;
- платформа должна обеспечивать адаптивность системы к любым изменениям в составе и форматах исходных данных, в алгоритмах обработки, в структуре баз данных, в наборе аналитических средств конечного пользователя.

Использование такого подхода и применение платформы с перечисленными свойствами позволит организовать поэтапный **переход с зарубежного на отечественный софт, в том числе на фоне эксплуатации существующего программного обеспечения.**

Илья Фролов: Проблема импортозамещения сложна, имеет много особенностей, связанных с условиями производства в разных отраслях, наличием научно-технических разработок и интенсивностью отношений с зарубежными поставщиками.

Главные меры, которые необходимо принять для осуществления импортозамещения в энергетике, – унификация ввозимой зарубежной продукции и ее компонентов в целях освоения идентичного производства на территории РФ, оценка производственных возможностей заводов по выпуску аналогов импортной продукции. Сигнализирование российскому потребителю о высоком качестве отечественной продукции, разработка отечественных и межгосударственных стандартов, отражающих требо-

вания к продукции, – это требования по эксплуатации, надежности, сроку службы, маркировке, испытаниям, а не требования к элементам конструкции и отдельным материалам.

К сожалению, сегодня энергетическая отрасль по целому ряду направлений находится в высокой зависимости от иностранных компаний. Еще одна из ключевых проблем в этой отрасли – взаимодействие компаний с поставщиками и подрядчиками, здесь, как представляется, полезно пересмотреть российскую традицию проведения тендерных закупок.

Однако есть и вдохновляющие примеры – доля применения отечественного оборудования в энергоснабжении северной столицы достигла 90%. Госкорпорация «Росатом» разработала Единую цифровую стратегию, что стало важнейшим шагом к ускорению цифровой трансформации отрасли, обеспечению импортозамещения и реализации национальной программы «Цифровая экономика РФ». Также следует отметить программу модернизации систем учета энергии магистральных сетей Урала. Проект включает в себя 135 подстанций напряжением 220–500 кВ. Существенно, что в рамках этой программы используется только оборудование российского производства, соответствующее всем техническим требованиям оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ). Оно имеет повышенный класс точности, что позволяет проводить измерения при низких нагрузках с нормированной точностью. Срок службы новых трансформаторов тока и напряжения составляет не менее 30 лет.

Алексей Камынин: Это абсолютно реально, более того, это уже происходит. Конечно, иностранные игроки мирового уровня достигли больших высот в разработке цифровых решений, хотя бы потому, что цифровой переход в энергетике они начали раньше. Но, благодаря этому, у нас есть возможность изучить их опыт и ориентироваться на лучшие результаты для получения собственных решений. К примеру, у нас уже есть опыт реализации цифрового проекта для крупной металлургической компании, разработчиком программного обеспечения для которого выступила российская компания.

Есть ли, на ваш взгляд, достойные внимания отечественные решения по цифровизации?

Сергей Егоров: Да, есть. Например: 1. Реконструкция в ОАО «НТЦ электроэнергетики» подстанции 110/10 кВ в «Цифровую подстанцию» в составе: – оптических трансформаторов тока и напряжения;

- стационарной шины, шины процесса;
- многофункциональных электронных приборов измерений и учета;
- системы для отображения информации и управления подстанцией (SCADA);
- микропроцессорной защиты подстанции.

2. Комплектные распределительных устройства среднего напряжения с элегазовой изоляцией (КРУЭ), а также устройства, реализующие функции автоматического самовосстановления сети (наблюдаемость + оснастку цифровыми РЗА и средствами дистанционного мониторинга технического состояния электрооборудования).

3. Технологии автоматического согласования и расчета параметров срабатывания децентрализованной релейной защиты относительной селективности, позволяющей:

- существенно повысить чувствительность защиты за счет ее адаптации к реконфигурации электрической сети, к изменению ее нагрузок и режимов, а также к наличию в сети распределенной генерации;
- снизить количество неправильных действий защит за счет снижения человеческого фактора на расчеты уставок.

4. Реализация комплексного решения с помощью программного обеспечения таких серьезных проблем, как:

- снижение уровня коммерческих потерь из-за хищений, несанкционированных подключений и банального отсутствия учета (например, на линиях освещения);
- снижение перекоса фаз ввиду неравномерной нагрузки на сеть ведущего к увеличению потерь, перегреву и повреждению силового трансформатора в часы пиковой нагрузки за счет ограничения нагрузки ряда потребителей;
- способствование определению очагов небаланса для выявления несанкционированного подключения и бездоговорного энергопотребления. Поиск мест короткого замыкания на линии, значительное сокращая время отключения потребителей.
- выбор оптимального тарифа для расчетов;
- контроль фактического потребления энергоресурсов по каждому объекту;
- контроль и оптимизация энергопотребления в отдельных структурных подразделениях;
- расчет доли затрат на энергию в себестоимости продукции – энергоемкость товаров и услуг;
- оперативное ведение статистики и анализ достоверной информации об электропотреблении в электронном виде;
- ведение базы данных и архивов за отчетные периоды.

Что, по вашему мнению, будет происходить в ближайший год в отрасли в плане цифровой трансформации?

Сергей Егоров: В ближайший год в отрасли в плане цифровой трансформации будут развиваться:

- техническое и программное обеспечение наблюдаемости сетевых объектов и режимов их работы;
- автоматизация управления технологическими и корпоративными процессами;
- фрагментарное внедрение решений на базе «цифры»;
- расширение номенклатуры устройств РЗА, ПА и измерений с интерфейсами IEC61850–8.1 и IEC61850–9.2;
- модернизация основного электрооборудования с включением в него специализированных цифровых датчиков, контроллеров, исполнительных модулей и расширение объема и состава задач, выполняемых АСУТП, системами диагностирования, мониторинга и РЗА и их компонентов с учетом опыта эксплуатации;
- развитие систем телеуправления для реконфигурации электрических сетей и контроля за техническим состоянием оборудования ПС.

Илья Фролов: Цифровой трансформации электроэнергетики в основном способствуют следующие факторы: рост потребления электроэнергии, требующий увеличения генерации электроэнергии и приводящий к большему загрязнению окружающей среды; повышение роли энергоэффективности, растущая роль возобновляемых источников энергии (ВИЭ).

Среди основных направлений цифровой трансформации электроэнергетики уже в ближайшем будущем можно выделить следующие:

- Эффект «умного» учета (Smart Metering), представляющего собой усовершенствованный учет электроэнергии, использующий современные комплексы программных и аппаратных средств, в том числе установку интеллектуальных приборов учета на стороне потребителя, состоит в следующем: сбор и обработка информации будут проводиться регулярно, появится возможность автоматического управления оборудованием. По оценкам экспертов, «умные» счетчики позволяют сокра-

тить потери электроэнергии до 5–6%; – Эффект систем управления спросом, который позволит сократить или полностью отказаться от использования неэффективной генерации. Согласно прогнозу, ежегодная сумма экономии может составить около 1,6 млн руб.

Следует отметить, что «умный» учет – это первый этап внедрения интеллектуальных сетей, который позволяет, в частности, оперативно находить участки, где формируются потери. Так, ПАО «Россети» уже запустило пилотные проекты внедрения и использования «умных» счетчиков; совместно с Российским фондом прямых инвестиций компания реализует пилотные проекты в Калининграде, Ярославле и Туле. Интеллектуальная сеть (Smart Grid) является технологией, которая позволяет передавать и распределять энергию на новом технологическом уровне между распределенными источниками генерации и потребителями, которые используют электроэнергию как стационарно (здания, объекты промышленности), так и в процессе передвижения (электромобили, гаджеты). По подсчетам специалистов «Янтарьэнерго», «умные сети» окупят себя уже через восемь-девять лет. Однако развитию «умных» сетей связано с ограничениями – «умные» сети создают требования к минимальному объему потребления. В ценозависимом потреблении могут участвовать только игроки оптового рынка электроэнергии, имеющие мощность более 5 МВт.

Как отразится цифровая трансформация на конечных потребителях электроэнергии

Сергей Егоров: У потребителей повысится мотивация к переходу на использование малой генерации, ветровой и солнечной энергии, а также к применению новых технологий хранения энергии;

- потребители (почти все) уже почувствовали на себе плоды цифровизации – мы уже передаем показания онлайн или они передаются автоматически, дистанционные платежи и т. д.;
- улучшатся показатели надежности электроснабжения потребителей;
- увеличится точность учета электроэнергии;
- появятся возможности использования новых более гибких и удобных

- тарифов на электроэнергию;
- сетевые компании получат:
 - сервисы повышения доступности данных и использования собранной информации для принятия «взвешенных» решений
 - отслеживание сотрудников
 - сокращение аварийности
 - формализация отчетности
 - многоканальные системы коммуникации

Илья Фролов: Ключевыми особенностями интеллектуальной сети являются клиентоориентированность и информатизация. В формирующейся системе потребителю отведена ключевая роль активного участника: он влияет на систему и оптимизирует ее работу, выступая в роли как потребителя, так и производителя электроэнергии. Потребитель самостоятельно формирует требования к объему, времени, источникам и качеству потребляемой энергии. Основным технологическим механизмом, обеспечивающим такую клиентоцентричность, является «умный» учет, создающим двустороннюю передачу информации между потребителем и производителем. Эффекты внедрения интеллектуальных электрических сетей:

Для промышленных потребителей: получение доходов от продажи электроэнергии с собственных распределенных источников генерации; управляемая оптимизация затрат на электроэнергию; снижение ценовых и технологических рисков, связанных с централизованным электроснабжением; обеспечение независимой или интегрированной работы с существующей сетевой инфраструктурой, повышение доступности электроэнергии; возможность использования разных видов генерации;

Для бытовых потребителей: оптимизация стоимости электроэнергии за счет различных факторов – от расширения конкурентной среды поставщиков до дополнительного дохода от снижения инвестиционной составляющей в электроэнергетике в целом.

Алексей Камынин: Я думаю, темпы развития отрасли в плане цифровой трансформации будут стремительно наращиваться. За трансформацией крупнейших компаний, которая заключается в изменении операционной модели и бизнес-модели, последуют остальные игроки рынка.