

УДК 621.316, 621.317, 654.94

ИЗМЕРИТЕЛЬНАЯ ИНФРАСТРУКТУРА С РАСШИРЕННОЙ ФУНКЦИОНАЛЬНОСТЬЮ — ИНФОРМАЦИОННАЯ ОСНОВА ЦИФРОВИЗАЦИИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

В статье рассматриваются направления развития измерительной инфраструктуры распределительных электроэнергетических систем в условиях расширения проникновения в них распределенной генерации и вовлечения новых участников энергосистем. Описаны принципы построения на базе интеллектуальных систем учета единой для всех процессов цифровой энергосистемы измерительной инфраструктуры и приведены примеры реализации ее элементов и функций.

АВТОРЫ:

В.А. Наумов, к. т. н.,
В.А. Матисон, к. т. н.,
Р.В. Разумов,
А.В. Кустиков,
ООО НПП «ЭКРА»

Введение

Одним из важнейших условий обеспечения высококачественного по широкому спектру технических и социально-экономических показателей электроснабжения является эффективное управление работой всех элементов энергосистемы. Независимо от того, осуществляется ли управление вручную, в том числе с помощью автоматизированных систем управления, или полностью автоматически, такое управле-

ние может быть реализовано только при наличии полноценной информации о текущем состоянии энергосистемы и параметрах ее режимов работы (как это реализовано в сетях напряжением 110 кВ и выше, находящихся под управлением АО «СО ЕЭС»), влияющих на них внешних факторов, а также, по возможности, прогнозов изменения этих режимов и факторов для принятия решений по текущему и перспективному управлению энергосистемой.

Для этого энергосистема должна быть наблюдаемой — предоставлять системе управления всю требуемую информацию с необходимым уровнем достоверности в стандартизованном объеме и форматах. Кроме того, энергосистема должна быть управляемой — иметь возможность с заданным качеством обрабатывать управляющие воздействия.

Управляемость энергосистемы обеспечивается ее структурой и возможностями применяемого в ней оборудования — как генерирующего, так и электросетевого. Эти вопросы решаются при планировании развития и проектировании энергосистемы и входящих в нее объектов.

Наблюдаемость энергосистемы также обеспечивается проектными решениями по использованию измерительных возможностей оборудования, например, устройств релейной защиты и автоматики, и расстановке дополнительных специальных измерительных устройств, например, выполняющих векторные измерения при решении задач, требующих соответствующей информации. Такие решения — системы телемеханики (далее — ТМ), включающие в свой состав подсистемы телеизмерений (далее — ТИ), телесигнализации (далее — ТС), а также телеуправления (далее — ТУ) для обеспечения дистанционного управления — широко применяются в магистральных электрических сетях высокого и сверхвысокого напряжения, системах выдачи мощности электростанций, а также в распределительных сетях высокого напряжения, где объемы оборудования, необходимого для обеспечения наблюдаемости и, соответственно, стоимость решений невелики как в общей массе капитальных вложений на развитие объектов, так и относительно ущерба от возможных последствий каждого единичного нарушения, обусловленного недостатком и отсутствием своевременной доступности информации.

В отличие от электрических сетей высокого напряжения и крупных генерирующих объектов, распределительный электроэнергетический комплекс среднего и особенно низкого напряжения имеет очень сложную разветвленную структуру. Также в последнее время этот комплекс начинает усложняться проникновением на разные уровни напряжения средств распределенной генерации, в том числе ВИЭ со стохастическим характером производства электроэнергии. С учетом значительного роста требований к качеству электроснабжения со стороны потребителей это вызвало потребность в существенном повышении наблюдаемости в распределительном комплексе указанных уровней напряжения, а также специальных средств управления работой электрических сетей. При этом масштаб сетей среднего и низкого напряжения, с одной стороны, и относительно небольшие величины ущерба от единичного нарушения в них, с другой — накладывают очень жесткие ограничения на стоимость внедрения средств обеспече-

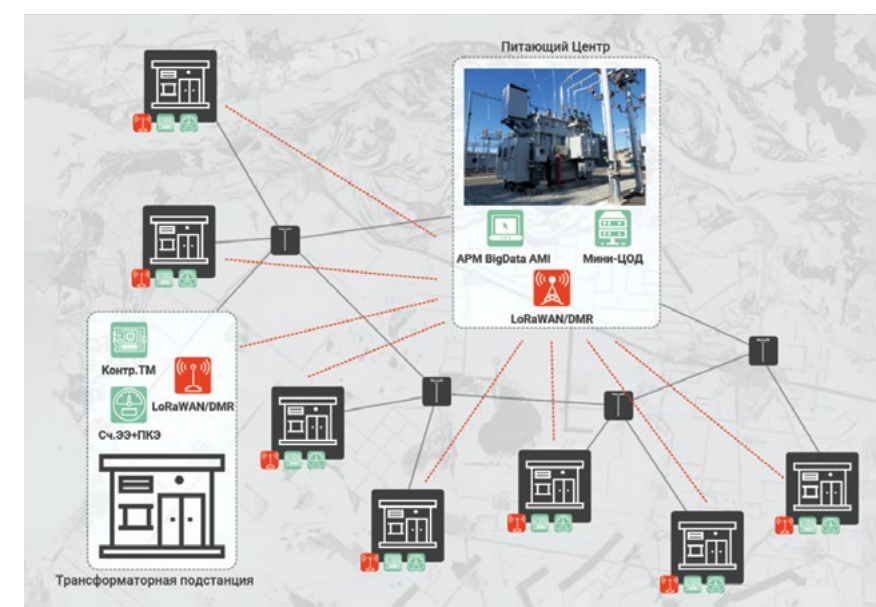
ния наблюдаемости и управляемости этих сетей. В недалеком прошлом это делало невозможным применение в таких сетях технических решений, аналогичных системам ТМ, применяемым на электроэнергетических объектах высокого напряжения. Поэтому важным компонентом цифровизации электроэнергетики является решение задачи обеспечения наблюдаемости в распределительном электросетевом комплексе.

Технологии систем учета электроэнергии — стартовая база цифровизации электроэнергетики

В настоящее время благодаря оптимизации известных и созданию новых технических решений ситуация с наблюдаемостью распределительных электрических сетей стала меняться в лучшую сторону. Однако наилучшим образом решение этой задачи достигается расширением функционала уже существующих систем (рис. 1) с минимизацией объемов дополнительного оборудования [1].

СТРУКТУРА СБОРА ДАННЫХ В ПРЕДЕЛАХ РЭС И ГОЛОВНОЙ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ ПОДСТАНЦИИ

Рис. 1



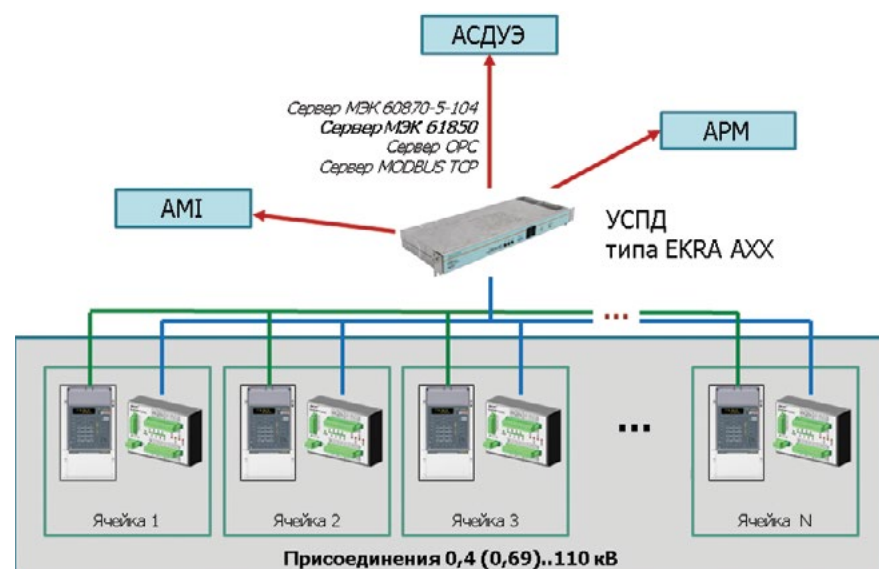
Ключевые слова:
#AMI; #цифровизация
электроэнергетики;
#системы учета электро-
энергии; #высоко-
автоматизированные
подстанции; #инфор-
мационная и физиче-
ская безопасность.

Фото предоставлено ООО НПП «ЭКРА»



СБОР ДАННЫХ ЧЕРЕЗ УСПД ДАННЫХ УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И СИСТЕМ ТЕЛЕМЕХАНИКИ

Рис. 2



Такую возможность предоставляют измерительные системы, без которых невозможны бизнесы генерации, передачи и распределения электроэнергии — интегрированные системы учета электроэнергии (далее — СУЭ) с шлюзами данных, собирающие информацию с объектов, в т.ч. в виде данных от систем телемеханики [2]. Эти системы — неотъемлемая часть электроэнергетических систем с того момента, как электроэнергия стала товаром, который производители — предприятия генерации — стали продавать потребителям, доставляя ее по электрическим сетям.

Изначально СУЭ выполняли роль фиксатора измерений на расчетном интервале, который обычно составлял один месяц. Показания приборов учета (далее — ПУ) вручную вносились сначала в бумажные ведомости, а с появлением ЭВМ — в соответствующие базы данных. Информация об измерениях использовалась для проведения расчетов с потребителями электроэнергии и формирования статистической информации, предназначенной в том числе и для планиро-

вания развития электрической сети. Кроме того, для целей этого планирования в назначенные дни, обычно два раза в год — в периоды максимальной и минимальной нагрузки, также вручную снимались показания ПУ в центрах питания.

С появлением ПУ, имеющих возможность передачи информации — показаний или сигналов, характеристики которых отражают текущую потребляемую мощность, началась автоматизация снятия показаний приборов учета и внесения этих показаний в электронные базы. Для этого широко использовались специализированные контроллеры — устройства сбора и передачи информации (далее — УСПД) [3]. Эти контроллеры осуществляли объединение информации групп ПУ и ее первичную обработку с последующей передачей по цифровым каналам связи в системы верхнего уровня. Сокращение при этом интервала съема показаний вплоть до минутных интервалов (обычно — 15, 30 и 60 минут) позволило строить гибкие системы расчетов на рынке электроэнергии и мощности [4], а также приступить

к реализации суточного прогнозирования потребления. Для оперативного управления результаты этих измерений до недавнего времени не использовались, поскольку представляли собой только информацию об учетных ПУ величинах электрической энергии, прошедших через точку измерения на заданном интервале времени, а задача предоставления потребителям дополнительных сервисов еще не набрала достаточную актуальность.

В настоящее время широкое распространение получили так называемые «интеллектуальные приборы учета электроэнергии» (далее — ИПУ). Фактически это контроллеры, реализующие не только функции измерения и обработки информации, управление нагрузками или конфигурацией сети, а имеющие также собственные возможности использования каналов связи для обмена информацией с системой верхнего уровня. На их основе началось построение «интеллектуальных СУЭ» (далее — ИСУЭ), имеющих более широкий, чем у «неинтеллектуальных» автоматизированных СУЭ, функционал. Например, в настоящее время в сетях среднего напряжения широко применяются УСПД, совмещающие в себе функции учета электроэнергии и сбора информации для системы ТМ (сбор ТИ и ТС), называемые шлюзами данных (рис. 2). В ближайшей перспективе подобные устройства могут выполнять первичную «очистку» и обработку данных, а также решать отдельные задачи локальной автоматизации на их основе.

Однако инвестиции, связанные с внедрением и эксплуатацией таких ИСУЭ, оказываются значительными вследствие значительной стоимости ИПУ, их более сложного обслуживания [5], дополнительные расходы на расширение функциональности ПО платформы ИСУЭ, обеспечение информационной безопасности (далее — ИБ) при расширении использования информационно-коммуникационных технологий (далее — ИКТ), а также больших объ-

емов работ по вовлечению потребителей, что необходимо для обеспечения эффективности развертывания интеллектуальных систем в электроэнергетике [6]. Уменьшить срок окупаемости этих инвестиций позволяет выход функционала ИСУЭ за границы процессов учета энергии, управления ее потреблением и анализа потерь, например, для реализации оценки рисков нарушения электроснабжения по данным мониторинга первичного оборудования, осуществляющего транзит электроэнергии к потребителю. Такую возможность предоставляют постоянный рост вычислительной мощности применяемых в ИПУ микроконтроллеров и современные цифровые технологии.

Эти технологии зачастую опираются на большие массивы данных, которые раньше не представлялось возможным подвергнуть анализу в требуемом масштабе времени ввиду того, что только относительно недавно существующие

методики обработки информации и доступная аппаратная база стали соответствовать друг другу.

Эти большие массивы данных сочетают в себе как технологическую (оперативную и неоперативную) информацию, так и данные, на первый взгляд не относящиеся непосредственно к работе распределительной энергосистемы (например, социально-экономические). Для использования этих массивов данных аналитическими системами, например системами поддержки и принятия решений, и при осуществлении текущих операций, не связанных непосредственно с процессами учета и планирования у всех участников энергосистемы, включая авторизованных поставщиков дополнительных сервисов, необходима подготовка данных и информации — предварительный анализ, «очистка» от недостоверных и восстановление утерянных компонентов. Решение этих задач является

принципиально новым требованием к функционалу измерительной инфраструктуры ИСУЭ. Дополнительные сложности здесь создаются тем, что процедуры, использующие указанную информацию, работают как без привязки к темпу процесса, что более присуще системам учета, так и в реальном времени, в том числе на базе краткосрочных (онлайн) и долгосрочных (офлайн) прогнозов и предиктивной аналитики. При этом обработка этой информации осуществляется не только на верхнем уровне ПО ИСУ, развернутых в центрах обработки данных (далее — ЦОД), но и на полевом уровне распределенным интеллектом ИПУ и УСПД.

Необходимый для унификации минимальный объем функций ИПУ и соответствующая им информационная модель этих приборов, а также ИСУЭ на их основе достаточно хорошо формализованы в нормативных документах [7, 8, 9, 10, 11].

ДИНАМИКА РАЗВИТИЯ СИСТЕМ УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Рис. 3



В результате ИСУЭ трансформируется в обеспечивающую информацией все процессы в электросетевом комплексе единую измерительную инфраструктуру с расширенным функционалом и распределенным интеллектом, являющаяся базой для обеспечения наблюдаемости в электросетевом комплексе, в том числе в его распределительной части. Для такой инфраструктуры в международной литературе утвердился термин AMI — advanced metering infrastructure (рис. 3).

Особенности реализации современной измерительной инфраструктуры в электросетевом комплексе

Структурно в AMI представлены те же подсистемы, что и в ИСУЭ [7]:

- информационно-измерительный комплекс (далее — ИИК);
- информационно-вычислительные комплексы энергообъектов (далее — ИВКЭ);
- информационно-вычислительные комплексы верхних — районного, регионального и корпоративного уровней (далее — ИВК);
- система обеспечения единого времени (далее — СОВ).

Однако функционал их существенно расширяется.

Так, на уровнях ИИК и ИВКЭ расширяется номенклатура собираемой, передаваемой на верхние уровни и принимаемой от них информации. Это может быть измерительная информация ТИ, в том числе векторные измерения, начинающие проникать из магистральных электрических сетей в распределительный комплекс [12, 13], сигнальная информация ТС, а также метаданные различных типов, например, гидрометеорологические, социально-экономические и другие, влияющие на работу распределительной сети. Добавление метаданных существенно отличает AMI от традиционных измерительных систем

в электроэнергетике. Их важность обусловлена тем, что необходима ситуационная осведомленность для поддержания надежности электроснабжения, надлежащего реагирования на происходящие в сети и вокруг нее события и их прогнозирования [14]. Как уже было сказано, с целью снижения капитальных затрат при строительстве новых и модернизации действующих объектов распределительных сетей максимальный объем новых функций должен выполняться минимальным объемом устройств. Например, приборов, выполняющих наряду с измерением активной, реактивной и полной мощностей синхронизированные векторные измерения, как приборы ЭНИП-2 УСВИ (PMU) [15], а в дальнейшем, возможно, и стандартных показателей качества электроэнергии [16].

Этим будет расширена номенклатура информации, предусмотренная действующими нормативными документами [10, 11]. Например, возможность работы с такими данными уже имеется в СТО 34.01-5.1-012-2022 ПАО «Россети», где предусмотрен класс 7.6 «ServiceLocation», описывающий характеристики потребителя, т.е. данные, которые не относятся к технологическим. Для исключения избыточного трафика в сетях связи на полевого уровне должна собираться только локальная информация, которая не может быть получена на более высоких уровнях из других источников, например, реальная текущая гидрометеорологическая обстановка в районе сбора информации, которая является одним из важных элементов построения системы прогнозирования потребления.

На уровне ИВК в AMI также существенно увеличивается объем анализа данных, поступающих из ИИК и ИВКЭ, решаемых на базе этого анализа задач и управления ими, включая предоставление информации авторизованным пользователям, в том числе поставщикам дополнительных сервисов [17, 18].

Еще одним существенным отличием AMI от ИСУЭ является организация передачи данных по сетям связи. В СУЭ информация движется с полевого уровня вверх. Только в самых последних версиях ИСУЭ, представляющих собой переходную форму к AMI, появляются передаваемые в противоположном направлении команды управления нагрузкой, или, как их принято называть, — команды управления потреблением. Эта опция может использоваться не только в интересах управления сетью, но и, например, для ограничения потребителей:

- использующих предоплаченные тарифы электроснабжения и превысившие лимит потребления;
- участвующих в управлении спросом в своем энергорайоне;
- попавших в категорию «неплательщиков»;
- нарушающих другие установленные правила.

В рамках AMI повышается функциональность полевых агентов системы — ИПУ и УСВД, реализующих распределенный интеллект, и возникает необходимость информационного взаимодействия не только между этими агентами и системой верхнего уровня, но и непосредственно между самими агентами для реализации нового функционала в рамках относительно автономных «умных» узлов энергосистемы [19]. Таким образом, все узлы сети должны обеспечивать возможность двунаправленной передачи информации, независимо от того, является ли устройство в узле конечным или это промежуточный ретранслятор. Кроме того, в силу гигантского объема информации, обращающейся в AMI, должны быть установлены правила и форматы, позволяющие оптимизировать объемы передаваемой информации. Это может быть реализовано, например, таким образом (но не только):

- использованием различных способов сжатия информации;

- назначением для разных видов информации различных периодов ее актуализации;
- установлением приоритетов передачи данных между узлами AMI как в рамках одного уровня, так и с уровня на уровень без нарушения целостности и актуальности информации.

Очевидно, что такие правила должны быть стандартизированы для исключения зависимости энергокомпаний от узкого круга поставщиков оборудования для AMI.

Сама же архитектура информационно-коммуникационной инфраструктуры AMI может быть различной — как с непосредственными связями между узлами (рис. 4, а), так и облачной, в которой узлы обмениваются информацией через облако с сохранением только локальных «горизонтальных» связей (рис. 4, б). В последнем случае, с учетом требований, предъявляемых к безопасности объектов критической информационной инфраструктуры, облако должно быть реализовано или в рамках выделенного ЦОД, или в виде изолированной области в общедоступном ЦОД, а поставщики дополнительных сервисов должны получать информацию по подписке без обращений в ЦОД. Безусловно, облачная инфраструктура обеспечивает упрощение связей между участниками, но при этом в ней усложняются вопросы контроля за распространением информации и ИБ.

Возможности виртуализации полевых агентов в AMI

Современные математические методы, технологии моделирования и цифровые двойники, использующие потенциал AMI, создают возможности как для верификации информации и, при необходимости, ее восстановления, так и для виртуализации части точек измерения за счет использования информации, формируемой реальными ИПУ. Так, вычислительные

АРХИТЕКТУРА ИНФОРМАЦИОННО-КОММУНИКАЦИОННОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ AMI

Обозначения: а) с непосредственными связями между узлами; б) облачная.

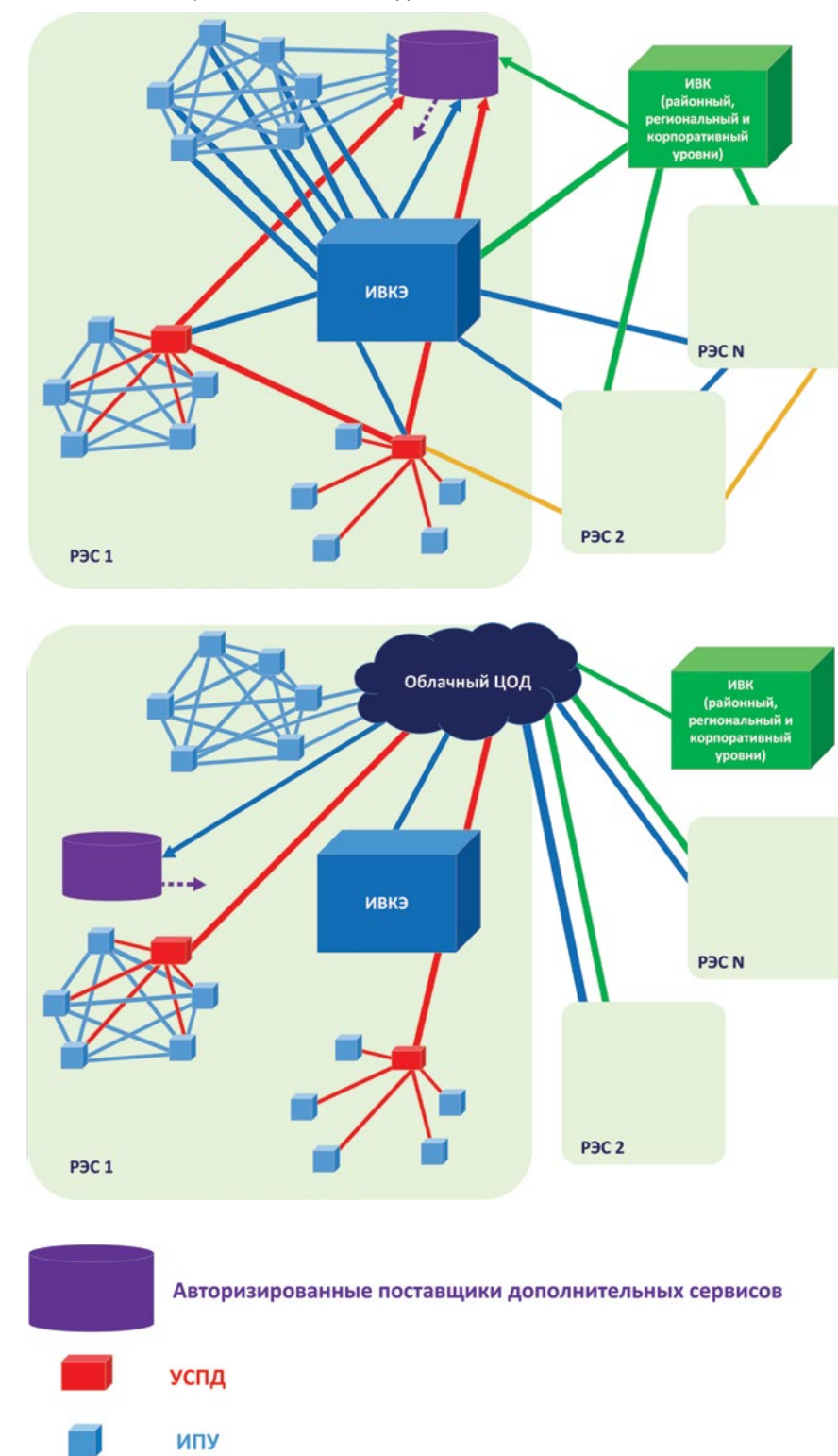
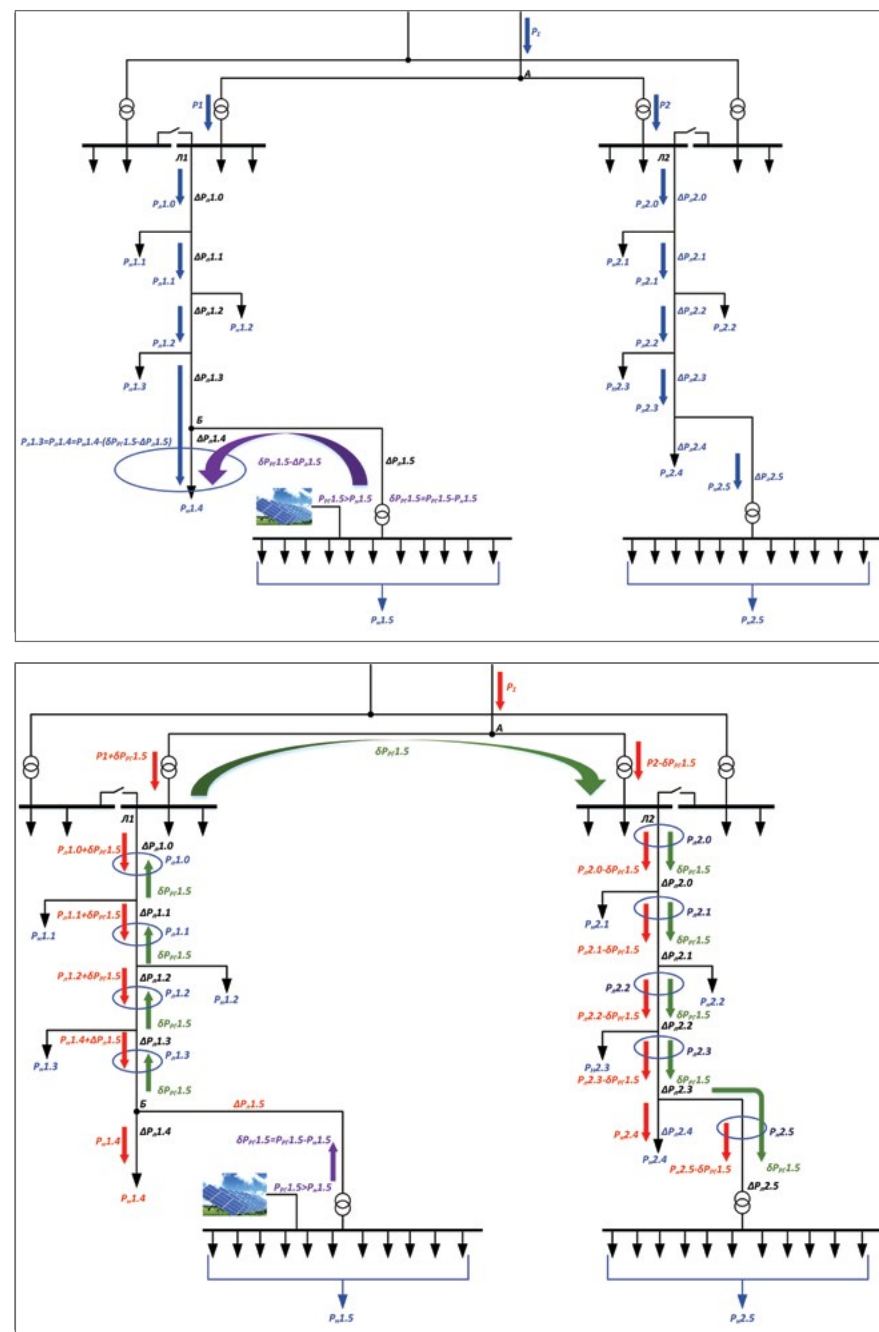


Рис. 4

ПОТОКИ МОЩНОСТИ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ ПРИ НАЛИЧИИ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ С ПРЯМЫМИ «СМАРТ-КОНТРАКТАМИ»

Обозначения: а) результаты измерений; б) данные для целей коммерческого учета.



возможности современных ИПУ позволяют благодаря непосредственному информационному обмену как между ИПУ, так и каждого ИПУ

с устройствами «за ним» реализовать учет не только реверсивного потока энергии в точке подключения ИПУ, что возможно и в ИСУЭ, но и совместно

с ПО верхнего уровня вести отдельный учет по «смарт-контрактам», заключаемому на прямой обмен электроэнергией между участниками энергосистемы. При этом такой учет необходим не только для проведения расчетов между продавцами и покупателями электроэнергии, но и для правильного учета сетевых услуг, предоставляемых сетевой организацией, обеспечивающей физическое взаимодействие этих участников энергосистемы. Благодаря этому сохраняется объем полезного отпуска, поскольку учитывается весь объем электроэнергии, переданной через электрическую сеть, а также условия ее передачи, в том числе определение контрагента электросетевой организации, оплачивающего сетевые услуги, предоставляемые по каждому «смарт-контракту». Кроме того, оперативная информация о реализации «смарт-контрактов» важна для управления электрическим режимом сети, т.к. меняющиеся перетоки по отдельным линиям могут приводить к незапланированным отклонениям режима. Оперативная информация о реализации «смарт-контрактов» важна и для управления электрическим режимом сети, т.к. меняющиеся перетоки по отдельным линиям могут приводить к незапланированным отклонениям режима. Например, генератор, находящийся на большом удалении от центра питания, может стать причиной недопустимого повышения напряжения на линии, связывающей его с центром питания. Это происходит, если с целью поддержания надлежащего уровня напряжения на конце длинной линии в центре питания, находящемся в начале линии, приняты меры по повышению напряжения без учета работы такого генератора. Следует отметить, что измерения напряжения в некоторых точках сети могут быть виртуализованы с использованием данных из других точек, в которых установлены физическими устройствами измерения. Но для этого необходимо обеспечение качественной идентификации цифровыми двойниками параметров энергообъектов

на уровне, обеспечивающем необходимую точность показаний виртуальных средств измерения.

На рисунке 5 показан пример такой виртуализации измерений при наличии в сети объекта распределенной генерации (далее — РГ) — солнечной электростанции, предназначенной для питания нагрузок $P_{н.1.5}$. Если прогноз РГ $P_{рг.1.5}$ на протяжении заданного времени превышает прогноз мощности этих нагрузок на величину $\delta P_{рг.1.5}$, собственник объекта РГ будет заинтересован в продаже образующегося в течение этого времени избытка энергии другим потребителям, которыми в данном примере выступают нагрузки $P_{н.2.5}$. Наибольшая для продавца эффективность такой продажи достигается при реализации прямых «смарт-контрактов», к которым постепенно движется современная «умная энергетика» [20]. Очевидно, что в реальности избыточная мощность будет потреблена максимально близко к точке генерации за исключением величины $\Delta P_{л.1.5}$ — потерь в линии от объекта РГ до точки Б. Для простоты будем считать, что весь этот избыток достанется нагрузкам $P_{н.1.4}$, которые в сумме превышают этот избыток (рис. 5, а). Измеряемая ПУ мощность и соответствующая ей на протяжении времени измерения энергия P_1 будут покрывать нагрузки $P_{н.1.1} \dots P_{н.1.3}$, $P_{н.1.4} - (\delta P_{рг.1.5} - \Delta P_{л.1.5})$ и потери в линиях $\Delta P_{л.1.0} \dots \Delta P_{л.1.4}$ (для простоты будем считать, что объект РГ не участвует в покрытии потерь в линии от точки Б до нагрузки $P_{н.1.4}$). Другие имеющиеся в сети линии Л1 ПУ измерят и покажут соответствующие реальные величины мощностей и энергий в точках их установки. На линии Л2 ПУ вообще никак не почувствуют работы объекта РГ и действия его «смарт-контракта» на поставку энергии нагрузкам $P_{н.2.5}$.

Описанный учет может использоваться для технологических нужд, но не позволяет проводить коммерческие расчеты, т.к. не отражает, кто

и из какого источника потребил тот или иной объем энергии с учетом действующих контрактов на поставку электроэнергии. Здесь и приходит на помощь виртуализация измерений, которая может выполняться как на уровне ИПУ, так и на уровне ИВКЭ или ИВК. В любом случае в точке виртуализации измерений должна быть доступна информация обо всех контрактах на поставку электроэнергии в контролируемой зоне.

Результатом такой виртуализации является разделение потоков энергии и, соответственно, показаний ПУ во всех точках измерений, на которые влияют действующие контракты на поставку электроэнергии от объектов РГ. На рисунке 5, б показано такое разделение для рассматриваемого примера при заключении собственником объекта РГ «смарт-контракта» на продажу нагрузкам $P_{н.2.5}$ всего избытка генерации $\delta P_{рг.1.5}$.

Анализ показывает, что во внешней сети и по линии Л2 потоки энергии в сечениях на рисунке 5, б не отличаются от показанных на рисунке 5, а, и по линии Л2 лишь разделяются на две виртуальные составляющие — энергия, поступающая от централизованной генерации, в том числе для покрытия потерь в сети, и энергия, поступающая от объекта РГ.

Аналогично разделяются на две виртуальные составляющие и потоки энергии в линии Л1. Но здесь покрытие потерь в линии от точки Б до нагрузки $P_{н.1.4}$ осуществляется за счет соответствующей составляющей в составляющей мощности $P_{н.1.3}$ на рисунке 5, а. Это происходит из-за того, что энергия, доставленная от объекта РГ к точке Б, на величину $\Delta P_{л.1.5}$ меньше величины $\delta P_{рг.1.5}$, которую объект РГ направляет к нагрузкам $P_{н.2.5}$. Поэтому на рисунке 5, б, по сравнению с реально измеряемой величиной, на величину $\delta P_{рг.1.5} - \Delta P_{л.1.5}$ виртуально увеличивается $P_{н.1.4}$, что обусловлено тем, что виртуально в направлении,

определенном «смарт-контрактом», разворачивается поток энергии от объекта РГ и все питание нагрузки $P_{н.1.4}$ виртуально осуществляется от централизованной генерации. Также очевидным является тот факт, что при сохранении полезного отпуска в сети, за исключением самообеспеченной нагрузки $P_{н.1.5}$, потери в линии от точки А до точки Б будут снижаться, по сравнению со случаем, когда все нагрузки кроме $P_{н.1.5}$ питаются полностью от централизованной генерации за счет фактического снижения потоков благодаря работе объекта РГ.

Такая виртуализация коммерческого учета не только обеспечивает биллинговые системы информацией о выполнении любых контрактов на поставку электроэнергии, но и создает основу для расчетов за услуги транспортировки энергии от объектов РГ до потребителей электроэнергии с учетом несовпадения реальных и виртуальных потоков энергии. Однако с ростом количества объектов РГ, «смарт-контрактов», а также при вовлечении в процесс нескольких энергогосбытовых организаций сложность расчетов и, соответственно, требования к вычислительной мощности оборудования возрастают. Поэтому оптимизация распределения функционала такого учета в АМІ является сложной задачей, выходящей за рамки настоящей статьи.

Очевидно, что если функционал для расчетов за электроэнергию может реализовываться в режиме офлайн, то информация для управления режимами должна быть доступна в темпе процесса. Учитывая широкий диапазон требований по времени реагирования на события в электроэнергетике, это повышает требования к сетям связи, используемым при построении АМІ, по сравнению с сетями связи, которые используются в ИСУЭ, хотя основные технологии коммуникаций между элементами АМІ [4, 21] остаются теми же.

Аппаратная база и метрологическое обеспечение АМІ

Для реализации описанных выше функций в АМІ образуются как «горизонтальные» (между устройствами одного уровня, или в другой терминологии — ранга), так и «вертикальные» (между устройствами разных рангов) потоки информации. Очевидно, что на пути этих «вертикальных» потоков находится уровень энергообъектов — распределительные подстанции (далее — ПС), в которых информация, формируемая на уровне распределительной сети низкого и среднего напряжения, подвергается в ИВКЭ предварительной обработке и объединяется с информацией, собираемой системой АИИС КУЭ самих ПС. Сформированный набор данных, как отмечалось выше, передается в обе стороны во всех направлениях:

- по «горизонтальным» связям — в пределах уровня энергообъектов на соседние ПС, а также при его наличии — в локальный центр сбора и обработки данных учета электроэнергии;
- по «вертикальным» связям — в системы районного, регионального и верхнего уровней — в ИВК ЦУС, ситуационно-аналитических центров и других подразделений электросетевых организаций [7], а также — энергосбытовым предприятиям и, в соответствии с установленными правами доступа к информации, другим авторизованным поставщикам дополнительных сервисов, каналы связи с которыми должны быть однонаправленными и физически изолированными от каналов связи АМІ для исключения на аппаратном уровне возможности вмешательства в работу программно-аппаратных комплексов электросетевых организаций.

Сами же эти программно-аппаратные комплексы, реализующие функционал АМІ, должны иметь возможность или контроля наличия разреше-

ний на использование информации, или средства обезличивания персональных данных, поскольку часть информации в АМІ носит характер персональных данных, к сохранности и обращению которых предъявляются особые требования [22].

Одним из современных трендов является применение технологий, описываемых серией стандартов МЭК61850 при строительстве новых и модернизации действующих ПС в пределах подстанции, где для системы учета наиболее актуальным является стандартизация данных на основе протокола MMS, а также стандартом МЭК 61968-9, описывающим передачу данных на верхний уровень в формате CIM. Данный формат в настоящее время активно адаптируется и стандартизируется рабочей группой Технического комитета по стандартизации ТК016 «Электроэнергетика», в рамках которого разрабатываются и вводятся в действие для каждой группы оборудования энергообъекта, в частности для систем учета [23], свои стандарты по профилям информационной модели и информационного обмена, на основе которых строится информационная модель ЕЭС России. Также существует ряд отраслевых требований. Например, стандарт организации ПАО «Россети» СТО 34.01-5.1-001-2014 [8] предписывает использование для взаимодействия с другими системами учета электроэнергии и учетно-расчетными информационными системами унифицированного протокола на основе вышеназванного стандарта IEC 61968-9 [18]. Данные, собираемые в указанном формате, позволяют иметь на верхнем уровне единую модель, описывающую как структуру, так и нюансы функционала, применяемого на полевого уровне оборудования, и интегрировать эту модель со смежными информационно-аналитическими системами для реализации более глубокой аналитики, в т.ч. финансовых расчетов и управления рисками.

Кроме того, поскольку значительная часть информации, обращающейся в АМІ, используется в юридически обязывающих процедурах, финансовых расчетах и при управлении объектами, влияющими на безопасность общества, должна быть обеспечена возможность однозначной физической и юридической интерпретации этой информации от момента ее формирования, т.е. собственно процесса измерения и преобразования в цифровой формат, до момента ее предоставления пользователям [25]. Это означает необходимость наличия и подтверждения метрологических характеристик цифровых элементов АМІ. При этом метрологическое обеспечение цифровых систем имеет значительные отличия от метрологического обеспечения традиционных аналоговых систем — это требования к изоляции технологической сети данных и пломбировки цифровых портов связи, ограничения на изменение конфигурации систем путем контроля метрологических сумм, а также обеспечение требований информационной безопасности в рамках действующих требований регуляторов.

Особые требования к организации системы учета накладывает на себя реализация системы коммерческого учета электроэнергии по стандарту МЭК-61850 [26, 27, 28] в пределах энергообъекта, именуемого как «высокоавтоматизированная подстанция» (далее — ВАПС). Во-первых, это создание обособленной Ethernet-сети в пределах энергообъекта, во-вторых, контроль за функционированием устройств в сети через опломбирование как портов, подключенных к системе коммерческого учета электроэнергии, так и других, в том числе свободных портов, учет метрик качества и достоверности получаемых сообщений, обеспечение возможности применения данных измерения в иных подсистемах ПС для построения аналитических данных, таких как, например, мониторинг технологического состояния первичного оборудования по данным с ТТ и ТН.

Первыми выведенными в ЕЭС России на оптовый рынок электроэнергии объектами с полностью цифровыми АИИС КУЭ в рамках ВАПС, построенных по III архитектуре, являются реализованные НПП «ЭКРА» для ПАО «Транснефть» системы с децентрализованной аппаратной архитектурой ПС 110 кВ «Десна» [29] и с централизованной архитектурой — ПС 110 кВ «Уват» [30]. Изменения традиционного подхода к системам учета на ВАПС легли в основу работы по созданию и испытанию опытного образца комплекса для метрологического обеспечения

цифровых электрических подстанций, реализованных совместными усилиями ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» и ФГБУ «ВНИИМС» [31].

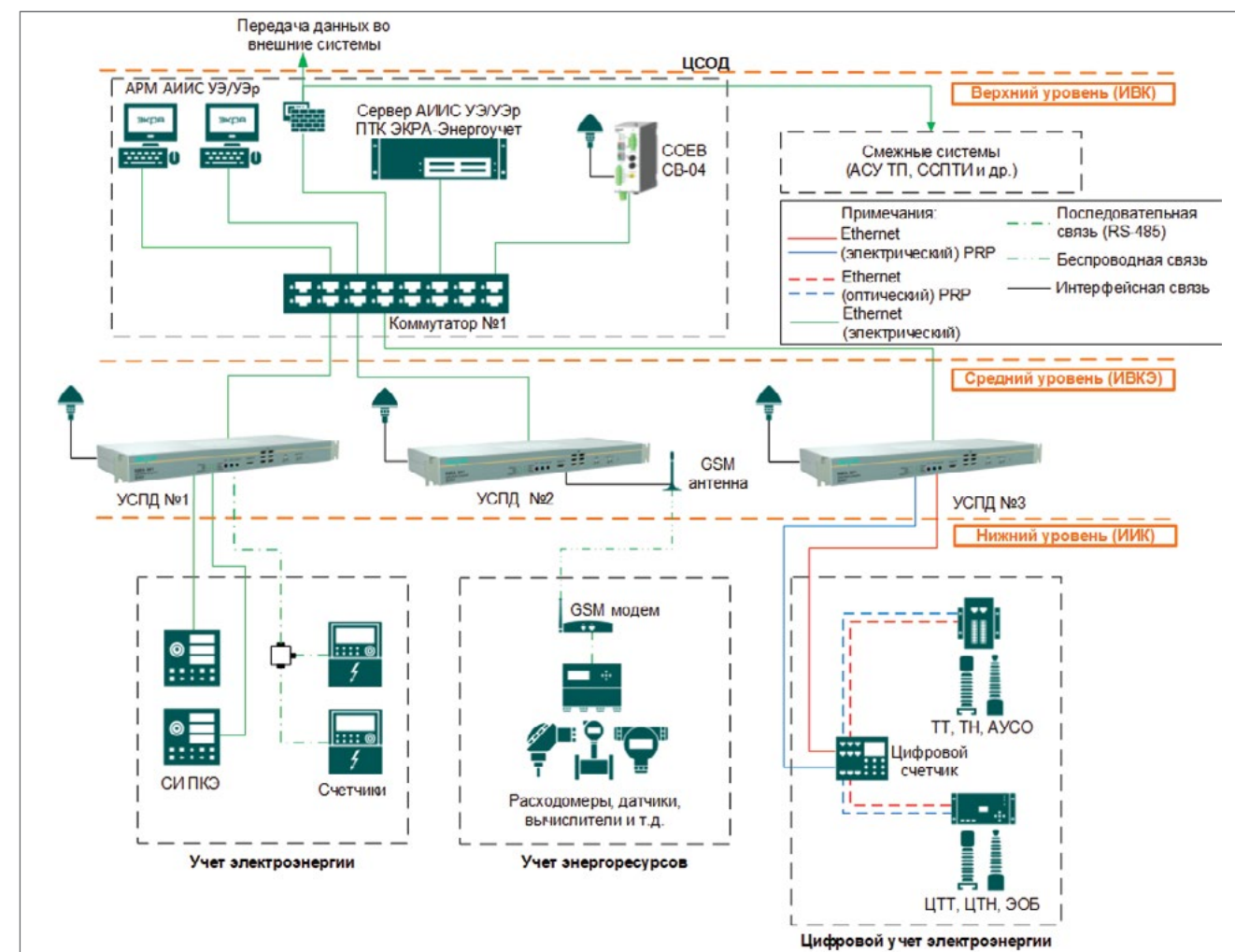
Одним из достигнутых эффектов внедрения полностью цифровой системы учета электроэнергии на ВАПС в соответствии с МЭК-61850 стало снижение метрологической погрешности измерительного канала (ИК) в цифровой системе учета до 0,4, что почти в два раза ниже по сравнению с традиционными АИИС КУЭ, построенными на аналоговых сигналах, в которых из-

меренная метрологическая погрешность параллельно функционирующих традиционных АИИС КУЭ при реализации указанных выше проектов составляла 0,7. Схемы и конфигурации систем цифровой АИИС КУЭ, выполненной с применением протоколов SV, могут быть вариативными, но в большинстве случаев являются схожими с рекомендованными схемами построения сетевой инфраструктуры для оборудования РЗА и АСУ ТП ВАПС.

К дополнительным достигаемым эффектам полностью цифровых систем

СТРУКТУРНАЯ СХЕМА ЕДИНОГО ПТК УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ (НА БАЗЕ ТРАДИЦИОННЫХ СИСТЕМ АИИС И СИСТЕМ, ПОСТРОЕННЫХ В СООТВЕТСТВИИ С МЭК-61850) И ЭНЕРГОРЕСУРСОВ НА БАЗЕ ПТК «ЭКРА-ЭНЕРГОУЧЕТ»

Рис. 6



учета при внедрении ВАПС можно отметить:

- обеспечение наблюдаемости каналов сбора и передачи информации, централизованной диагностики устройств вторичной коммутации, удаленной функциональной диагностики;
- обеспечение информационной безопасности энергообъекта за счет внедрения дополнительных программных и аппаратных средств защиты;
- безопасность персонала при наладке и обслуживании оборудования системы в силу того, что работа ведется с цифровым потоком данных, а не с реальными измеряемыми аналоговыми величинами;
- повышение надежности работы системы учета электроэнергии за счет использования технологий бесшовного резервирования PRP в каналах связи;
- повышение электромагнитной совместимости современного вторичного оборудования — микропроцессорных устройств и вторичных цепей благодаря переходу на оптические связи.

Применительно к масштабированию систем учета на базе ПО верхнего уровня, а также интеграции в него групп объектов, в т.ч. географически распределенных, например, принадлежащих одному собственнику, цифровые системы учета ВАПС легко вписываются в существующие модели систем АИИС, выполненных на традиционных принципах, и могут быть объединены в один программный продукт. Подобное объединение данных различных энергоресурсов в единый массив информации (рис. 6) с целью построения аналитических систем все чаще практикуется на предприятиях промышленности и ЖКХ [32, 33].

Объекты распределительных сетей 110 кВ и выше наиболее подходят для того, чтобы осуществлять функции базовых узлов АМІ. При этом как базовые

узлы АМІ они должны иметь возможность принимать и передавать, а в перспективе и обрабатывать не только традиционную измерительную информацию систем АИИС КУЭ, данных систем телемеханики (ТИ, ТС) энергообъектов, данные мониторинга первичного и вторичного оборудования, но и метаданные, о которых было сказано выше. При этом поднимаемая с нижних уровней информация для АМІ может быть дополнена иной технологической, оперативной и неоперативной информацией, например, данными голосового трафика [34] либо документации, сформированной специализированным ПО [35], в зависимости от рода решаемых задач в АМІ. Как сказано выше, информация, в том числе относящаяся к персональным данным, обращающаяся в АМІ, имеет большую значимость, поскольку информационная среда электроэнергетики является критической информационной инфраструктурой, которая подвержена значительным угрозам именно через системы управления технологическими процессами [36]. Поэтому к обеспечению информационной безопасности АМІ предъявляются очень высокие требования. Учитывая уровень ответственности и область применения АМІ, в этой системе необходимо использовать самые современные технологии, позволяющие выявлять и нейтрализовать угрозы и инциденты до того, как они будут реализованы.

Обеспечение физической безопасности АМІ, распределенной не только структурно, но и пространственно, не менее важно. Широко известен пример нападения в США на питающую Кремниевую долину подстанцию, когда были повреждены 17 трансформаторов [37]. Поэтому понятие информационной безопасности АМІ подразумевает не только аппаратные и программные средства, включая криптографические решения, но и средства обеспечения физической безопасности [38, 39] ПУ оборудования систем и каналов связи, а также энергообъектов [7, 40, 41, 42, 43, 44].

Место АМІ в бизнес-процессах современной электроэнергетики

Целевое коллективное взаимодействие всех участников электроэнергетической системы на основе результатов высокоэффективной и точной аналитики больших объемов информации, получаемых благодаря обеспечению наблюдаемости на всех уровнях этой системы, позволяет всем участникам достичь ранее недоступных уровней эффективности при решении базовых задач — надежной доставки электроэнергии от объектов генерации до потребителей, обеспечения высокой эффективности технологических операций и бизнес-процессов, инвестиционной привлекательности проектов развития на базе традиционных и инновационных технологий. Значимость возможностей такой аналитики возрастает с ростом сложности энергосистемы, в том числе при расширении проникновения распределенной генерации на основе возобновляемых источников энергии, в условиях постоянного роста требований к качеству услуг, предоставляемых электросетевыми организациями, усложнения структуры электрической сети и функционала всех участников процессов в ней (рис. 7). Источником и средством анализа этих объемов информации и является АМІ — единая информационная инфраструктура.

Таким образом, АМІ является важным шагом на пути построения интеллектуальной электрической сети, обеспечивая дальнейшее внедрение в этой сети современных технологий и способствуя за счет повышения на всех уровнях ее наблюдаемости дальнейшему продвижению развития технологических и бизнес-процессов в электроэнергетике в интересах всех участников этих процессов, в том числе [45]:

- улучшению уровня планирования развития за счет повышения качества прогнозов, опирающихся на современные технологии анализа информации благодаря

УЧАСТИЕ АМІ В ОБЕСПЕЧЕНИИ БАЗОВЫХ ЗАДАЧ БИЗНЕС-ПРОЦЕССОВ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

Рис. 7

	Повышение надежности электроснабжения				Снижение потерь		Дополнительные сервисы для потребителей, просьюмеров и авторизованных потребителей информации			Управление сетевым развитием		
	Мониторинг и управление конфигурацией и режимами работы сети, прогнозирование нагрузок	Мониторинг состояния оборудования	Раннее выявление перерывов электроснабжения	Управление отключениями, ремонтами и сокращение перерывов в электроснабжении	Технологических	Коммерческих	Управление потреблением и распределенной генерацией (при наличии) для оптимизации режимов работы сети	Рекомендации по экономичному энергопотреблению	Прямые покупки электроэнергии у просьюмеров и локальных производителей	Предоставление информации по подписке	Оптимизация перспективного планирования	Оптимизация инвестиций при выполнении новых техприсоединений
Сбор информации	Предоставление данных «как есть»											
Сбор данных об энергопотреблении / генерации по заданным интервалам												
Сбор данных о качестве электроэнергии												
Сбор технологической информации о работе сети												
Сбор информации о режимах работы оборудования												
Сбор нетехнологической информации о работе сети												
Сбор данных об оборудовании и ПО												
Анализ информации	Обработка информации, анализ информации, информирование о событиях											
Выявление выхода режимов работы сети за заданные пределы, в т.ч. пофазные												
Выявление несанкционированных отключений												
Контроль находящегося в обслуживании участков сети												
Выявление участков сети НН с высоким сопротивлением												
Расчет балансов												
Расчет и выставление счетов												
Обеспечение достоверности информации	Защита оборудования и информации											
Физическая безопасность информационной системы												
Кибернетическая безопасность информационной системы												
Защита персональных данных												

Обозначения: зеленые клетки — повышение технологической эффективности электросетевых компаний; синие клетки — обеспечение интересов потребителей; красные клетки — повышение эффективности бизнеса электросетевых компаний и обеспечение интереса инвесторов.

- расширению спектра анализируемых данных, в том числе технологии «цифровых двойников»;
- расширению прав и возможностей потребителей, реализации нерегулируемых рыночных возможностей, удержанию и приобретению клиентов;
 - бесшовной интеграции новых распределенных энергетических ресурсов, в том числе новых источников энергии и моделей потребления, например ЭЭС;
 - управлению потреблением, включая «интеллектуальные» опции дистанционного управления потреблением и деагрегации нагрузки у заинтересованных в этом потребителей;
 - мониторингу нагрузки и состояния трансформаторов и другого оборудования по всей распределительной сети;
 - гибкой тарификации, интеллектуальному биллингу и «смарт-контрактам» в реальном времени;
 - обеспечению физической и информационной безопасности в электросетевом комплексе.

Одной из предпосылок успешной реализации АМІ является точное определение заинтересованных сторон и их обязанностей, поскольку это большой проект, который нуждается в многопрофильной команде внедрения, способной обеспечить вовлечение внешних участников, имеющей хорошую исполнительную дисциплину и административную поддержку.

Такая поддержка очень важна для преодоления как технологических, так и административно-правовых барьеров, связанных с широким полем применения информации, обращающейся в АМІ, и, соответственно, большим спектром регулируемых процессов и участников, зачастую демонстрирующих по объективному и субъективному причинам противоположные подходы и имеющих противоречащие друг другу интересы.

■ Заключение

Измерительная инфраструктура с расширенным функционалом, обеспечивающим полноценную наблюдаемость электросетевого комплекса по технологическим и нетехнологическим параметрам, построенная на основе изложенного выше подхода, позволяет существенно повысить эффекты внедрения современных цифровых технологий в электросетевом комплексе.

Эти эффекты существенно зависят от выбора технологий и подходов к их использованию. Поэтому наиболее эффективным первым шагом апробации АМІ являются пилотные проекты в рамках локальных, относительно независимых энергокомплексов на новой или модернизированной сетевой инфраструктуре. Такие проекты продемонстрируют всем потенциальным участникам системы получаемые ими преимущества, что позволит сделать их реально заинтересованными сторонами при полномасштабном внедрении АМІ. Для получения максимальных эффектов цифровой трансформации в электроэнергетике нужна разработка программы таких проектов, ее реализация и переход к масштабированию выявленных по ее результатам успешных практик.

ЛИТЕРАТУРА

1. Digitalising our energy system for net zero. URL: <https://www.gov.uk/government/publications/digitalising-our-energy-system-for-net-zero-strategy-and-action-plan> (дата обращения: 03.02.2023).
2. СТО 34.01–5.1–011–2022 Стандарт ПАО «Россети». Коммуникационные шлюзы, контроллеры для передачи данных учета электроэнергии (мощности). Общие технические требования.
3. Устройство сбора и передачи данных EKRA A01 URL: <https://ekra.ru/product/sist-uch-ee/oborud-i-po/uspj/> (дата обращения 29.01.2024)
4. Utilization of data from smart meter system. Technical Brochure CIGRE JWG C6/D2.32, October 2019. Reference 782.
5. AMI in Review. Informing the Conversation. Office

- of electricity US Department Of Energy. URL: https://www.smartgrid.gov/files/documents/AMI_Report_7_8_20_final_compressed.pdf (дата обращения: 03.02.2023).
6. Closing the gap in understanding between stakeholders and electrical energy specialists. Technical Brochure CIGRE WG C1.41, October 2022. Reference 882.
 7. СТО 34.01–5.1–002–2014 Стандарт ПАО «Россети». Типовой стандарт. Техническая политика. Системы учета электрической энергии с удаленным сбором данных оптового и розничных рынков электрической энергии на объектах дочерних и зависимых обществ ОАО «Россети».
 8. СТО 34.01–5.1–001–2014 Стандарт ПАО «Россети». Программное обеспечение информационно вычислительного комплекса автоматизированной системы учета электроэнергии. Типовые функциональные требования.
 9. СТО 34.01–5.1–006–2019 Стандарт ПАО «Россети». Приборы учета электрической энергии. Требования к информационной модели обмена данными (версия 2).
 10. СТО 34.01–5.1–012–2022 Стандарт ПАО «Россети». Профиль информационной модели интеллектуальных систем учета электроэнергии.
 11. Постановление Правительства РФ от 19 июня 2020 г. № 890 «О порядке предоставления доступа к минимальному набору функций интеллектуальных систем учета электрической энергии (мощности)».
 12. Пискунов С.А., Андреев П.И., Миклашевич А.В., Ульянов Д.Н., Мокеев А.В. Применение СВИ для автоматизации распределительных сетей. Сборник докладов научно-технической конференции «Релейная защита и автоматика энергосистем». 2021. с. 226–235. URL: https://enip2.ru/Publication/RZA_4.23_Piskunov.pdf (дата обращения: 03.02.2023).
 13. Система контроля и управления энергооборудованием POWERMAX® компании SEL. URL: <https://selinc.com/api/download/2986/?lang=ru> (дата обращения: 28.01.2020).
 14. 2022 State of Reliability. NERC Report. July 2022. URL: https://www.nerc.com/pa/RAPA/PA/Performance%20Analysis%20DL/NERC_SOR_2022.pdf/ (дата обращения: 26.07.2022).
 15. Преобразователь измерительный многофункциональный ЗНИП-2. Руководство по эксплуатации ЗНИП. 411187.002 РЭ. 000 «Инженерный центр «Энергосервис». URL: https://enip2.ru/documentation/re_enip.411187.002.pdf (дата обращения: 03.02.2023).

16. ГОСТ 32144-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.
17. Software solutions and data analytics form synergy in AMI deployment. URL: <https://www.smart-energy.com/industry-sectors/smart-energy/software-solutions-and-data-analytics-form-synergy-in-ami-deployment/> (дата обращения: 23.12.2022).
18. Международный стандарт IEC 61968–9:2013 Application integration at electric utilities — System interfaces for distribution management — Part 9: Interfaces for meter reading and control.
19. Васильев С.П., Болтунов А.П., Карпенко В.И., Волошин, А.А., Волошин Е.А. Разработка интеллектуальной системы агрегированного управления нагрузкой потребителей в микрогрид-системах. Сборник докладов научно-технической конференции молодых специалистов на Форуме РЕЛАВЭКСПО-2019. Чебоксары: Изд-во Чувашского университета, 2019. С. 260–267.
20. Тягунов М. Г. В цифровую энергетику с открытыми глазами. В сборнике «Функционирование и развитие электроэнергетики в эпоху цифровизации». Под ред. Н.Д. Роголева. М.: Издательство МЭИ, 2021. С. 242–256.
21. Flexible smart meter data connectivity without disruption. [Трансляция вебинара]. URL: <https://www.youtube.com/watch?v=x2cXVXoqBMQ> (дата обращения: 03.02.2023).
22. Федеральный закон от 27 июля 2006 г. № 152-ФЗ «О персональных данных».
23. ГОСТ 58651.5–2022 Профиль информационной модели коммерческого учета электрической энергии.
24. Богомолов Р.А. Создание CIM-модели в АО «СО ЕЭС». «ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ. Передача и распределение», № 2 (65). 2021. С. 24–29.
25. Холкин Д.В., Чаусов И.С., Баркин О.Г. Управление энергетической гибкостью: новые технологии и бизнес-практики. Информационно-аналитический обзор. 2022.
26. Международный стандарт IEC 61850–90–1 Communication networks and systems for power utility automation. Part 90-1: Use of IEC 61850 for the communication between substations.
27. Международный стандарт IEC 61850–90–2 Communication networks and systems for power utility automation. Part 90-2: Using IEC 61850 for communication between substations and control centers.
28. Международный стандарт IEC 61850–90–6 Communication networks and systems for power

- utility automation. Part 90-6: Use of IEC 61850 for Distribution Automation Systems.
29. Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений. Регистрационная запись № 76298-19. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Транснефть» в части АО «Транснефть — Дружба» по цифровой подстанции НПС «Десна» URL: <https://fgis.gost.ru/fundmetrology/registry/4/items/816303> (дата обращения: 20.06.2023).
30. Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений. Регистрационная запись № 76297-19. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Транснефть» в части АО «Транснефть — Сибирь» по цифровой подстанции НПС «Уват». URL: <https://fgis.gost.ru/fundmetrology/registry/4/items/816304> (дата обращения: 20.06.2023).
31. Научными институтами Росстандарта создан метрологический комплекс для цифровых электрических подстанций. URL: https://www.rst.gov.ru/portal/gost/home/presscenter/news?portal:isSecure=true&navigationalstate=JBPNS_r00ABXczAAZyY3Rpb24AAAABA5zaW5nbGV0ZXdzVmlldwAcAW0AAABAQA40DUzAAdfX0VPRU9f&portal:componentId=88beae40–0e16–414c-b176-d0ab5de82e16 (дата обращения: 03.02.2023).
32. Воропай Н.И., Стениников В.А., Барахтенко Е.А. и др. Интегрированные энергетические системы как инновационное направление энергетики будущего. Материалы конференции «Энергетика России в XXI веке. Инновационное развитие и управление». 1–3 сентября 2015. Иркутск. С. 1–9.
33. Kroposki B., Garrett B., Macmillan S., Rice B., Komomua C., O'Malley M., Zimmerle D. Energy Systems Integration A Convergence of Ideas. NREL, 2012. 8 с.
34. «ИскраУралТЭЛ» выводит на рынок новую версию Системы записи разговоров — SI3000 DRS. URL: <https://eprussia.ru/com/news/4203050.htm> (дата обращения: 03.02.2023).
35. Барцев В.В. Цифровая система телефонного информирования потребителей в связи с отключением электроэнергии. URL: https://eepr.ru/wp-content/uploads/2022/07/48_Barcev_RES.pdf (дата обращения: 03.02.2023).
36. 2020 State of Operational Technology and Cybersecurity Report URL: <https://www.fortinet.com/content/dam/fortinet/assets/analyst-reports/report-state-of-operational-technology.pdf> (дата обращения: 28.12.2022).

37. FBI: Attack on PG&E substation was not terrorism. URL: <https://www.utilitydive.com/news/fbi-attack-on-pge-substation-was-not-terrorism/308328/> (дата обращения: 03.02.2023).
38. Волхонский В.В., Малышкин С.Л. Определение, состав и функции систем физической защиты. URL: <http://www.cprspb.ru/bib/object/45.htm> (дата обращения: 03.02.2023).
39. CPUC Physical Security White Paper January 2018 URL: <https://www.cpuc.ca.gov/-/media/cruc-website/divisions/safety-policy-division/reports/r1506009--physical-security-executive-summary.pdf> (дата обращения: 02.02.2023).
40. Федеральный закон от 26.07.2017 № 187-ФЗ «О безопасности критической информационной инфраструктуры Российской Федерации».
41. Приказ ФСТЭК России от 14.03.2014 № 31 «Об утверждении Требований к обеспечению защиты информации в автоматизированных системах управления производственными и технологическими процессами на критически важных объектах, потенциально опасных объектах, а также объектах, представляющих повышенную опасность для жизни и здоровья людей и для окружающей природной среды» (в ред. приказа ФСТЭК России от 9.08.2018 № 138).
42. Приказ ФСТЭК России от 21.12.2017 № 235 «Об утверждении Требований к созданию систем безопасности значимых объектов критической информационной инфраструктуры Российской Федерации и обеспечению их функционирования» (в ред. приказа ФСТЭК России от 14.03.2014 № 31, от 27.03.2019 № 64).
43. Приказ ФСТЭК России от 25.12.2017 № 239 «Об утверждении Требований по обеспечению безопасности значимых объектов критической информационной инфраструктуры Российской Федерации» (в ред. приказов ФСТЭК России от 9.08.2018 № 138, от 26.03.2019 № 60, от 20.02.2020 № 35).
44. Международный стандарт IEC TS 63383:2022 Cybersecurity aspects of devices used for power metering and monitoring, power quality monitoring, data collection and analysis.
45. Wolf G. Plugging Into Smarter Grid Technology. T&D World. № 2. February 2023. С. 12–13.

Для цитирования: Наумов В.А., Матисон В.А., Разунов Р.В., Кустиков А.В. Измерительная инфраструктура с расширенной функциональностью — информационная основа цифровизации электроэнергетики // Энергия единой сети. 2024. № 1 (72). С. 30–43.