

Снижение коммерческих потерь электроэнергии в электрических сетях с применением современных измерительных систем

В. Э. Воротницкий,

доктор технических наук

ОАО “НТЦ ФСК ЕЭС”, Москва

А. В. Севостьянов

*Инженерный центр “Энтелс”,
Москва*

Очевидно, что снижение коммерческих потерь электроэнергии в электрических сетях, невозможно без достоверной системы учёта электроэнергии, без автоматизации этой системы и максимального исключения “человеческого фактора” из процесса измерений и регистрации потребления электроэнергии, без интеграции автоматизированных систем учёта электроэнергии с автоматизированными системами оперативного контроля и управления режимами электрических сетей.

Цель настоящей статьи – рассмотреть основные проблемы современного учёта электроэнергии в электрических сетях России и у потребителей, пути решения этих проблем, направления развития от традиционных систем учёта и технологического управления электрическими сетями к инновационным интеллектуальным системам.

Актуальность. Требования к обеспечению учёта

Учёт энергетических ресурсов, в том числе электрической энергии,

является основой энергосбережения и повышения энергетической эффективности России. Без организации системы достоверного учёта поступившей в электрические сети, отпущенной из сетей и полезно потреблённой электроэнергии невозможно с достаточной точностью рассчитать балансы электроэнергии по сети в целом и по ступеням напряжения, технические и фактические потери электроэнергии, а также локализовать места “очагов потерь” для выбора мероприятий по снижению потерь. Наконец, невозможно обоснованно определить фактический эффект от внедрения энергосберегающих мероприятий. Если кратко: чтобы эффективно экономить электроэнергию, её нужно точно измерять.

Основные требования к обеспечению учёта используемых энергетических ресурсов и применению приборов учёта при осуществлении расчётов за энергетические ресурсы сформулированы в ст. 13 Федерального Закона РФ от 23 ноября 2009 г. № 261-ФЗ “Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации” (далее ФЗ 261).

Для полноценной реализации этих требований в установленные ФЗ 261 сроки необходимо решить ряд проблем, связанных в основном с формируемым в настоящее время розничным рынком электроэнергии и учётом электроэнергии в распределительных электрических сетях (0,4...10 кВ). Как было отмечено в статье [1], именно в этих сетях сосредото-

чена большая часть коммерческих (нетехнических) потерь электроэнергии, составляющих основу сверхнормативных потерь, которые по стране в целом по минимальным оценкам достигают 30...35 млрд. кВт ч в год.

Основные проблемы учёта электроэнергии

Проблемы учёта электроэнергии в распределительных сетях России накапливались многие десятилетия, носят комплексный характер и требуют взаимовязанных решений по их техническому, метрологическому, организационному, нормативно-правовому и финансовому обеспечению. К основным означенным проблемам относятся:

1) значительный моральный и физический износ счётчиков электроэнергии, измерительных трансформаторов напряжения и тока. Несоответствие системы и приборов учёта электроэнергии современным требованиям ФЗ 261;

2) отсутствие в ряде случаев приборов коммерческого учёта электроэнергии в точках поставки электроэнергии и точек измерения электроэнергии. Применение расчётных способов определения потреблённой электроэнергии. В первую очередь это касается общедомового учёта электроэнергии в многоквартирных городских домах, который не принимается управляющими компаниями к расчётам;

3) несоответствие условий эксплуатации приборов учёта нормативным требованиям, в том числе:

СНИЖЕНИЕ КОММЕРЧЕСКИХ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ...

– несимметричные и несинусоидальные режимы работы;

– перегрузка вторичных измерительных цепей;

– низкие коэффициенты мощности первичной нагрузки вторичных измерительных цепей;

– недогрузка или перегрузка измерительных трансформаторов;

– завышенные потери напряжения от трансформаторов напряжения (ТН) до счётчиков;

– неправильные схемы подключения счётчиков;

– обрывы измерительных цепей и т. п.;

4) недостаточный метрологический контроль и надзор точности измерений электрической энергии, в том числе:

– отсутствие плановой работы по проверке и оценке технического состояния системы учёта электроэнергии, замене неисправных приборов;

– отсутствие паспортов-протоколов измерительных комплексов или формальное их заполнение;

– наличие большого количества приборов учёта электроэнергии с просроченными сроками госповерки;

– формальное в большинстве случаев отношение “по остаточному принципу” к метрологическому обеспечению измерений электроэнергии в целом;

5) преимущественно ручной сбор и регистрация показаний приборов учёта электроэнергии в основном силами самих потребителей электроэнергии или силами контролёров сетевых или сбытовых организаций, приводящие к случайным или умышленным искажениям показаний, хищениям электроэнергии и т. п. В частности, по Москве и Московской области автоматизированными системами коммерческого учёта оснащены 3...10% бытовых потребителей;

6) недостаточное взаимодействие электросетевых, энергосбытовых компаний и управляющих компаний (ТСЖ) в части установки приборов

учёта, снятия их показаний и ответственности за потери электроэнергии между точками поставки и измерения электроэнергии;

7) недостаточная мотивация персонала электрических сетей и энергосбытовых компаний по выявлению безучётного и бездоговорного потребления электроэнергии и снижению уровня коммерческих потерь;

8) недостаточные квалификация персонала (контролёров и инспекторов) и их обеспеченность современными приборами по выявлению безучётного и бездоговорного потребления электроэнергии;

9) сравнительно высокая стоимость автоматизированных систем коммерческого учёта электроэнергии бытовых потребителей (АИИС КУЭ БП), систем сбора, передачи и отображения информации, эксплуатационного обслуживания этих систем;

10) неурегулированность вопросов финансирования для совершенствования системы учёта электроэнергии в жилищно-коммунальном хозяйстве и, как следствие, отсутствие в большинстве случаев источников финансирования на приведение системы учёта в соответствие современным нормативным требованиям;

11) отставание нормативно-правовой базы, наличие несогласованности и противоречий в требованиях к учёту, изложенных в различных директивных документах. В частности, до сих пор не утверждены и не введены в действие Правила коммерческого учёта на розничном рынке электроэнергии, хотя проект этого документа был разработан еще в 2007 г. и т. д.

В последнее время кроме известных всем проблем метрологического обеспечения измерений электроэнергии возникли новые, требующие безотлагательного решения. С ростом количества и мощности дешёвых энергосберегающих ламп и нелинейных электроприёмников в низковольтных электрических сетях, питающих коммунально-бытовую на-

грузку, наблюдается рост высших гармоник токов и напряжений. Эти гармоники, как показывают исследования, не только ухудшают качество электроэнергии, увеличивают потери в сети и нагрев оборудования, но и отрицательно влияют на точность учёта электроэнергии. Имеются различные оценки этого влияния. Однако официальный документ по расчёту систематических погрешностей учёта, возникающих в результате низкого качества электроэнергии, пока отсутствует.

Не решены также вопросы метрологической оценки и узаконивания методов расчёта случайной и систематической погрешностей измерений фактических потерь и расчёта технических потерь электроэнергии с учётом основных влияющих факторов. Предлагаются различные подходы к решению этой непростой задачи, но все они весьма противоречивы и далеки от практического применения в реальных условиях [2].

Отсутствует также легитимная методика оценки допустимых коммерческих потерь электроэнергии в электрических сетях.

До сих пор нет методик использования встроенных в счётчики реле управления мощностью. Не проработаны возможности реализации снижения резервирования мощности и подключения потребителей в энергодефицитных районах за счёт адаптивного управления потребителями.

Опыт и пути решения проблем учёта электроэнергии

Передовой зарубежный и отечественный опыт показывает, что наиболее перспективный путь совершенствования системы коммерческого учёта электроэнергии на оптовом и розничном рынках электроэнергии – это её автоматизация, создание и внедрение автоматизированных информационно-измерительных систем коммер-

ческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) с постепенным переходом к полнофункциональной модели Smart Metering как части интеллектуальной электрической сети Smart Grid.

К сожалению, широко используемые в публикациях и в различных нормативных документах и в России, и за рубежом понятия “интеллектуальные измерения” (Smart Metering), “интеллектуальный учёт”, “интеллектуальный счётчик”, “интеллектуальная сеть” (Smart Grid) не имеют строгих определений и допускают различные толкования. При этом в различных странах эти понятия понимают по-разному. В то же время, в ходе разработки, пилотного внедрения и тиражирования техники и технологий Smart Metering определились некоторые общие для них основные признаки [3, 4], которые следует рассматривать в совокупности, в том числе:

1) дополнительные функциональные возможности приборов интеллектуального учёта, в том числе: измерение мощности за короткие периоды, коэффициента мощности, времени, даты и длительности провалов, отсутствия питающего напряжения, показателей качества электроэнергии;

2) наличие функций самодиагностики счётчиков и защиты от распространённых методов хищения электроэнергии, в том числе: фиксация в журнале событий вскрытия кожуха, крышки клеммной колодки, воздействий сильного магнитного поля и других воздействий как на счётчик, так и на его информационные входы и выходы;

3) наличие функций управления нагрузкой и подачи команд на включение и отключение электрических приборов;

4) предоставление возможностей потребителям и энергоснабжающим организациям выбирать вид тарифа в зависимости от объёма и профиля потребления электроэнергии;

5) адаптивное управление потребителями и возможность временно-

го ограничения потребления в пиковые часы;

6) веерное управление потребителями для повышения надёжности энергосистемы;

7) интеграция измерений учёта всех энергоресурсов потребителя для минимизации расходов на их оплату и создания единых центров учёта всех энергоресурсов.

Опыт показал, что для систем интеллектуального учёта энергоресурсов чрезвычайно большое значение имеют вопросы защиты баз данных, программного обеспечения, средств связи и средств передачи информации от несанкционированного доступа. В этом направлении и в России, и за рубежом в настоящее время ведутся активные работы. Особенно актуально это там, где применяются приборы учёта со встроенными силовыми реле и возможностью дистанционного ограничения потребления.

Очевидно, что создание в короткие сроки (3...5 лет) интеллектуальной АС КУЭ БП в масштабе всей страны невозможно в связи со значительными материальными и временными затратами и необходимостью решения сопутствующих проблем, о которых было сказано ранее. Тем не менее эту работу необходимо начинать уже сейчас в рамках пилотно-демонстрационных проектов так, как это делается в промышленно развитых странах.

Внедрение технологий Smart Metering в Европе началось в конце 90-х годов XX века. Первыми странами стали Италия, Швеция, Нидерланды, Ирландия, Норвегия, Франция, Испания, Германия, Швейцария. В частности, в Италии (компания Enel) средствами Smart Metering оборудовано 32 млн. узлов учёта. Тиражирование технологий практически завершено в 2006 г. В настоящее время система позволяет экономить компании Enel около 500 млн. евро в год. Срок окупаемости затрат 4...5 лет. Во Франции (компания ERDF) работы начались в 2007 г., пилотное внедрение продолжалось

с 2010-го по 2012 г. С 2012-го по 2015 г. средствами Smart Metering планируется оборудовать 32 млн. узлов учёта электроэнергии. В 2015 г. намечено окончание тиражирования интеллектуального учёта в Испании (компания Endesa) в объёме 13 млн. узлов учёта. Швеция начала работы в 2002 г. и практически завершила их в 2008 г. в объёме 850 тыс. точек учёта [5].

Активные работы ведутся также в Израиле, Японии, Китае, Бразилии, Канаде и США. В США, в частности, в ближайшее время планируется установить более 40 млн. “умных” счётчиков. К концу 2011 г. количество “умных” счётчиков в мире уже превысило 100 млн. единиц. К 2015 г. это число может увеличиться до 370 млн. единиц, объединённых в автоматизированные системы по учёту, контролю множества параметров электроэнергии и позволяющих обеспечить обратную связь “прибор – центр сбора данных”.

Ряд пилотных проектов “интеллектуального учёта” ведётся в России, в том числе: в МРСК Центра “Белгородэнерго”, МРСК Центра Поволжья, МРСК Урала, МРСК Сибири, МРСК Северного Кавказа, “Ленэнерго”, ОАО “МОЭСК”, “Пермэнерго” и др. В частности, в Мотовилихинском районе г. Перми в 2011–2012 гг. в ходе реализации проекта “Считай, экономь и плати” после установки 50 тыс. интеллектуальных приборов учёта в многоквартирных и частных домах, а также на вводах многоквартирных домов потери электроэнергии в электрических сетях снизились на 3,8 млн. кВт ч в месяц [6].

С 2011 г. в ОАО “МРСК Северного Кавказа” реализуется комплексная программа снижения потерь на территории Дагестана, Чечни и Ингушетии. Программой предусмотрена установка до 2015 г. 642 тыс. интеллектуальных счётчиков с автоматическим считыванием данных. Это позволит снизить уровень потерь в целом по МРСК с 21% до 17%. К 20 марта

СНИЖЕНИЕ КОММЕРЧЕСКИХ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ...

2013 г. программа выполнена на 80%. Уже имеются положительные результаты. В частности, в Ногайском районе Республики Дагестан потери электроэнергии снизились с 32,8% до 9,5%, в Южно-Сухумском районе Дагестана – с 30...40% до 15...17%. При полной реализации программы планируется снизить уровень фактических потерь в электрических сетях Дагестана, Чечни и Ингушетии до нормативного значения.

Проект поквартирного интеллектуального учёта электроэнергии в районе Щукино города Москвы по сбору данных с 40 тыс. приборов учёта обеспечивает считывание показаний ОАО «Мосэнергосбыт» в режиме он-лайн и позволяет формировать данные по полезному отпуску максимально оперативно.

В целом следует заметить, что результаты пилотных и промышленных внедрений «умного» учёта электроэнергии и в России, и за рубежом подтвердили не только их эффективность в части снижения потерь электроэнергии в сетях. Диапазон составляющих эффекта значительно шире и включает:

- снижение энергопотребления и соответственно уменьшение не только коммерческих, но и технологических потерь электроэнергии;

- потенциальное снижение потребности в новых мощностях (генерирующих и электросетевых) в результате сглаживания пиков электропотребления;

- снижение операционных затрат сетевых и сбытовых компаний;

- возможность расширения услуг энергоснабжающих компаний благодаря созданию дополнительных сервисов;

- возможность планирования мероприятий по энергоэффективности и энергосбережению с фактическим подтверждением результатов их внедрения;

- возможность создания инвестиционного паспорта для проведения

комплексной реконструкции инфраструктуры энергоснабжения и мероприятий по энергоэффективности;

- создание заинтересованности элетроснабжающих организаций и потребителей в повышении качества электроэнергии;

- повышение надёжности энергосистемы путём активного управления потребителями;

- вовлечение конечных потребителей в процесс управления объёмами и стоимостью своего энергопотребителя;

- организация точных расчётов с поставщиками электроэнергии;

- повышение достоверности расчётов фактических энергетических балансов и эффектов энергосбережения;

- повышение точности расчёта технологических потерь электроэнергии, оценки и локализации коммерческих потерь, эффективности мероприятий по снижению потерь.

Основные пути совершенствования учёта электроэнергии в России на период до 2020 г. сформулированы и утверждены приказом МинЭнерго России от 10.05.2011 г. № 175 в рамках Программы по развитию коммерческого учёта электроэнергии на основе технологий интеллектуального учёта до 2020 г. (далее – Программа).

Основные цели Программы:

- снижение удельного уровня энергопотребления путём стимулирования бережливого поведения потребителей энергоресурсов;

- снижение уровня коммерческих и технических потерь энергии благодаря их оперативному выявлению и локализации;

- повышение информационной прозрачности розничного рынка электроэнергии за счёт формирования полных и достоверных энергетических балансов;

- повышение надёжности энергоснабжения в Российской Федерации путём организации мониторинга параметров энергосистемы.

Ключевые задачи:

- формирование целостной и эффективной системы коммерческого и технического учёта электроэнергии на основе технологий интеллектуального учёта;

- повышение оперативности выявления и реагирования энергоснабжающих организаций на неисправности и технологические нарушения;

- прогнозирование и сглаживание пиков энергопотребления;

- повышение операционной эффективности розничного рынка электроэнергии в результате снижения постоянных расходов;

- повышение эффективности и качества планирования развития энергетических сетей благодаря формированию энергетического профиля и прогнозирования его развития в разрезе сегментов сети;

- повышение прозрачности и своевременности расчётов за энергоресурсы;

- стимулирование развития производства инновационной продукции и программного обеспечения на территории России;

- внесение необходимых изменений в нормативно-правовую базу.

Реализация Программы должна осуществляться поэтапно.

I этап (2011–2012 гг.) – подготовительный, предусматривает меры по стимулированию рынка и использованию интеллектуальных приборов учёта, тестирование технологий в ходе реализации «пилотных» проектов.

II этап (2011–2012 гг.) – переходный, в этот период должны быть введены в действие изменения законодательства, реализованы проекты по интеллектуальному учёту в части вновь создаваемых систем. По итогам II этапа возможен пересмотр состава мероприятий третьего этапа.

III этап (2016–2020 гг.) – масштабное тиражирование технологий интеллектуального учёта.

На первом этапе, в частности, планировалось в I квартале 2012 г. разра-

ботать и утвердить на уровне Постановления Правительства РФ “Правила коммерческого учёта электроэнергии на розничном рынке”. Проект таких Правил разработан в 2006 г. рабочей группой по поручению ОАО “РАО ЕЭС России”, однако до сих пор документ так и не утверждён. Следует заметить, что кроме этого ещё ряд задач I и II этапов Программы пока не выполнены.

По результатам выполнения Программы в целом на уровне 2020 г. определён ряд важнейших целевых показателей, в том числе должны быть обеспечены следующие моменты:

- возможность выбора тарифа электроснабжения;
- формирование и анализ профиля энергопотребления для 90% потребителей электроэнергии;
- снижение общих потерь электроэнергии в процессе передачи до конечного потребителя на 25% (не уточнено, правда, в электрических сетях какого объёма и назначения);
- снижение среднего времени продолжительности отключений энергоснабжения на 10%;
- снижение количества обращений и жалоб конечных потребителей в энергоснабжающие организации на 30%;
- снижение удельного потребления электроэнергии на 10%.

Программа предусматривает оснащение до 2020 г. 48 млн. потребителей в России интеллектуальными приборами и модернизацию до 100 млн. узлов учёта. Общая ожидаемая ежегодная экономия составляет не менее 8...9 млрд. руб.

Финансирование установки “умного” учёта по Программе должно осуществляться за счёт электросетевых организаций. По минимальным оценкам на это потребуются 350...400 млрд. руб. дополнительных затрат, в том числе затраты на техническое обслуживание и эксплуатацию системы учёта, на обучение и повы-

шение квалификации обслуживающего персонала.

Очевидно, что практическая реализация такой амбициозной Программы связана со значительными рисками:

- отсутствия необходимых для реализации плана источников финансирования;
- невозможности выстроить адекватное взаимодействие с органами местной власти и населением при внедрении и эксплуатации систем;
- отсутствия взаимосвязи и обмена информацией в системах учёта между электросетевыми, сбытовыми организациями, органами местной власти и населением;
- несоответствия федерального и местного законодательства концепции интеллектуального учёта;
- недостаточности проработанных технологических, нормативных и технических требований к оборудованию, каналам связи, безопасности передачи информации, объёму данных, индикаторам состояния, эффективности работы и эффективности эксплуатации систем.
- отсутствия единых современных требований к оборудованию, протоколам обмена и безопасности при сборе и передаче информации.

Сегодня задача состоит в том, чтобы ликвидировать отставание выполнения заданий Программы по первым 2 этапам: создать современную нормативную базу, определить регионы и электросетевые организации для первоочередного внедрения интеллектуального учёта электроэнергии, принять своевременные меры по снижению перечисленных рисков. Эти меры должны основываться:

- на тщательном анализе зарубежного и отечественного опыта внедрения систем интеллектуального учёта;
- квалифицированном предпроектном обследовании существующей системы учёта, анализе балансов, тех-

нических и фактических потерь электроэнергии;

- анализе уровня и организации метрологического обеспечения приборов учёта электроэнергии;
- проработке технологий и единых стандартов на контроллерную технику по сбору данных, минимизации затрат на наладку и обслуживание, в том числе созданию модели объектов электрической сети с возможностью загрузки её из контроллеров в вышестоящие уровни для автоматизированной верификации и поддержания системы в актуальном состоянии;
- всестороннем технико-экономическом обосновании проектов создания и внедрения интеллектуального учёта;
- разработке нормативной базы внедрения системы учёта электроэнергии и внутренних корпоративных регламентов по организации её эксплуатационного обслуживания, актуализации и ведению баз данных, их администрированию и защите от несанкционированного доступа;
- интеграции системы с другими задачами для повышения её технологичности и окупаемости и снижения стоимости обслуживания.

Как уже отмечалось, внедрение интеллектуального учёта подразумевает на первом этапе перехода к построению “умной” электрической сети [7, 8, 9]. К основным мероприятиям и задачам внедрения технологий интеллектуальных сетей относятся:

- 1) создание SCADA-системы*, управляющей оборудованием телемеханики распределительных пунктов (РП), распределительных трансфор-

* SCADA (от *англ.* supervisory control and data acquisition, диспетчерское управление и сбор данных) – программный пакет, предназначенный для разработки или обеспечения работы в реальном времени систем сбора, обработки, отображения и архивирования информации об объекте мониторинга или управления.

СНИЖЕНИЕ КОММЕРЧЕСКИХ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ...

маторных подстанций (РТП), трансформаторных подстанций (ТП), реклоузеров, пунктов учёта и секционирования, электроснабжением на питающих вводах потребителей;

2) создание интеллектуальной системы учёта и контроля параметров качества электроэнергии;

3) организация сети связи с решением задач безопасности, контроля и распределения доступа, маршрутизации и переключения на аварийные каналы связи;

4) создание системы управления сетями, в том числе:

– подсистемы диспетчерского управления (DMS);

– подсистемы управления восстановлением электроснабжения (OMS);

– геоинформационной системы и системы управления оперативно-выездной бригады (ОВВ);

– интеграция управления ОВВ с задачами контроля и фиксации работы персонала (видеорегистрация, видеофиксация);

– создание информационной базы данных и видеозапись/тепловизионная запись.

5) создание модели сети (СІМ), включая базы данных абонентов, паспортные характеристики оборудования, характеристики настройки оборудования на объектах с автоматической генерацией схем работы оборудования;

6) создание системы сервисного обслуживания потребителей и сторонних организаций;

7) разработка мультиагентов в рамках работы систем автоматики управления распределительными сетями;

8) технологические решения: “умный город”, “умный дом”, “активный потребитель”.

Блок-схема интеграции системы управления электрическими сетями с использованием данных с интеллектуальных приборов учёта электроэнергии представлена на рис. 1 [10]. Эта интеграция будет осуществляться эволюционным путем от “умного” учёта

к “умной” сети, “умному” региону, “умному” городу и т.д. Эволюционная динамика развития интеллектуальных технологий в электроэнергетике показана на рис. 2 [9].

Уже в настоящее время создан существенный задел для такой интеграции в виде имеющихся на рынке IT-технологий – программно-технических комплексов по управлению распределительными электрическими сетями, расчёту и нормированию потерь электроэнергии, оперативному мониторингу режимов электрических сетей. Некоторые экранные формы таких программно-технических комплексов представлены на рис. 3, 4 [10].

Одним из обязательных условий создания многоуровневой интегрированной системы интеллектуального учёта и управления электрическими сетями, объединения разнородных программно-технических комплексов в единую информационно-управляющую систему, является разработка и внедрение общей информационной модели сети (Common Information Model, СІМ), представляющей такие стандарты, как образное описание объектов электросетевого хозяйства и потребителей, их свойств и связей между ними, в том числе [11]:

– топологическую модель электрических соединений сети;

– паспортные характеристики силового оборудования сети;

– паспортные характеристики оборудования автоматизации и учёта;

– описание телеизмерений/теле-сигналов, получаемых с подстанции;

– адресную базу потребителей с указанием договорных характеристик (мощности).

Общая информационная модель используется в качестве основного источника данных для систем:

– АСДУ (DMS);

– учёта электроэнергии (AMI);

– управления восстановлением электроснабжения (OMS);

– оперативного управления восстановительными работами;

– активного потребителя с аналитическим модулем энергоснабжения и энергетического менеджмента.

Общая информационная модель должна создаваться в соответствии с требованиями международных стандартов IEC 61970/61968 и обеспечивать возможность описания объектов электросетевого хозяйства в стандартном представлении независимо от используемых продуктов и форматов. Формирование данных СІМ-модели следует осуществлять на уровне объектов автоматически в процессе наладки и обслуживания этих объектов.

Как показала практика внедрения пилотных проектов интеллектуальных систем учёта и управления электрическими сетями, основные составляющие эффекта этого внедрения связаны в основном со снижением потерь электроэнергии в электрических сетях, повышением надёжности и качества электроснабжения потребителей, уменьшением операционных расходов электросетевых компаний и т. п.

Таким образом, совершенствование системы учёта электроэнергии на основе современных интеллектуальных технологий измерений и управления электропотреблением является основой для достоверного расчёта балансов, фактических, технических и коммерческих потерь электроэнергии, разработки мероприятий по снижению потерь и оценки их экономической эффективности.

В последние годы в сфере измерений электроэнергии возникли новые проблемы метрологического характера. Необходима разработка и утверждение методик расчёта систематических погрешностей учёта, возникающих в результате низкого качества электроэнергии; случайной и систематической погрешностей измерения фактических и расчёта технических потерь электро-

Автоматизация распределительной сети

Автоматизированная система диспетчерского управления

Оперативный контроль и отображение состояния текущих режимов, схем и оборудования основной электрической сети

Анализ режимов электрических сетей

Коллективное отображение информации

Контроль предельных параметров

Телеуправление коммутационными аппаратами электрической сети

Формирование сигнализации (в том числе обобщённой) о различных технологических событиях

Ведение архивов измеряемых и рассчитываемых значений с регулируемой длительностью хранения и интервалом записи

Ведение топологической схемы сети, однолинейных схем объектов, характеристик оборудования

Объектовые системы телемеханики

Приём и передача сигналов телеуправления

Синхронизация времени

Оперативное управление восстановительными работами

Система управления ОВБ

Постановка задачи ремонтным бригадам (формирование программ работ)

Обратная связь с ремонтной бригадой (контроль выполнения работ)

Интеграция с ГИС-системой

Видеофиксация ремонтных работ

Геоинформационная система (ГИС)

Мониторинг положения ремонтных бригад

Прокладка оптимальных маршрутов до места работ

Интеграция с системой оперативного управления бригадами

Топологическая привязка объектов электрохозяйства



СНИЖЕНИЕ КОММЕРЧЕСКИХ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ...

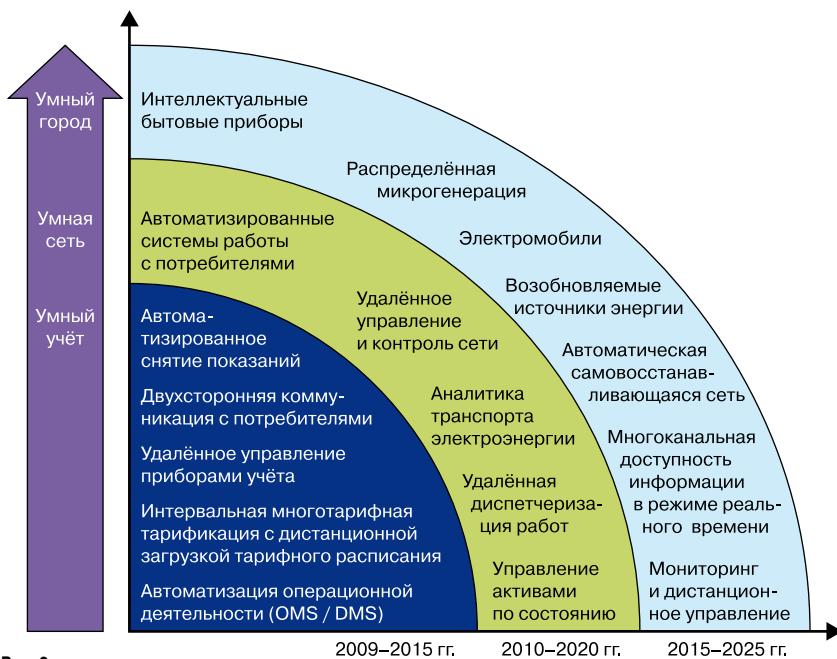


Рис. 2 Эволюция интеллектуальных технологий в электроэнергетике

Современные системы интеллектуального учёта являются источником достоверной оперативной информации о профилях нагрузки, режимах электропотребления и потоках мощности и электроэнергии по электрической сети в целом, её участкам, уровням напряжения, о показателях качества электроэнергии, фактах несанкционированного доступа и учёту электроэнергии. Создание и внедрение систем интеллектуального учёта является одним из первых этапов перехода к интеллектуальным электрическим сетям, интеллектуальному управлению их режимами, ремонтным и эксплуатационным обслуживанием.

“Умный” учёт, “умная” сеть, “умный” город – это сложные многоуровневые, иерархические информационно-управляющие системы, создание, внедрение и эксплуатация которые требует значительных временных

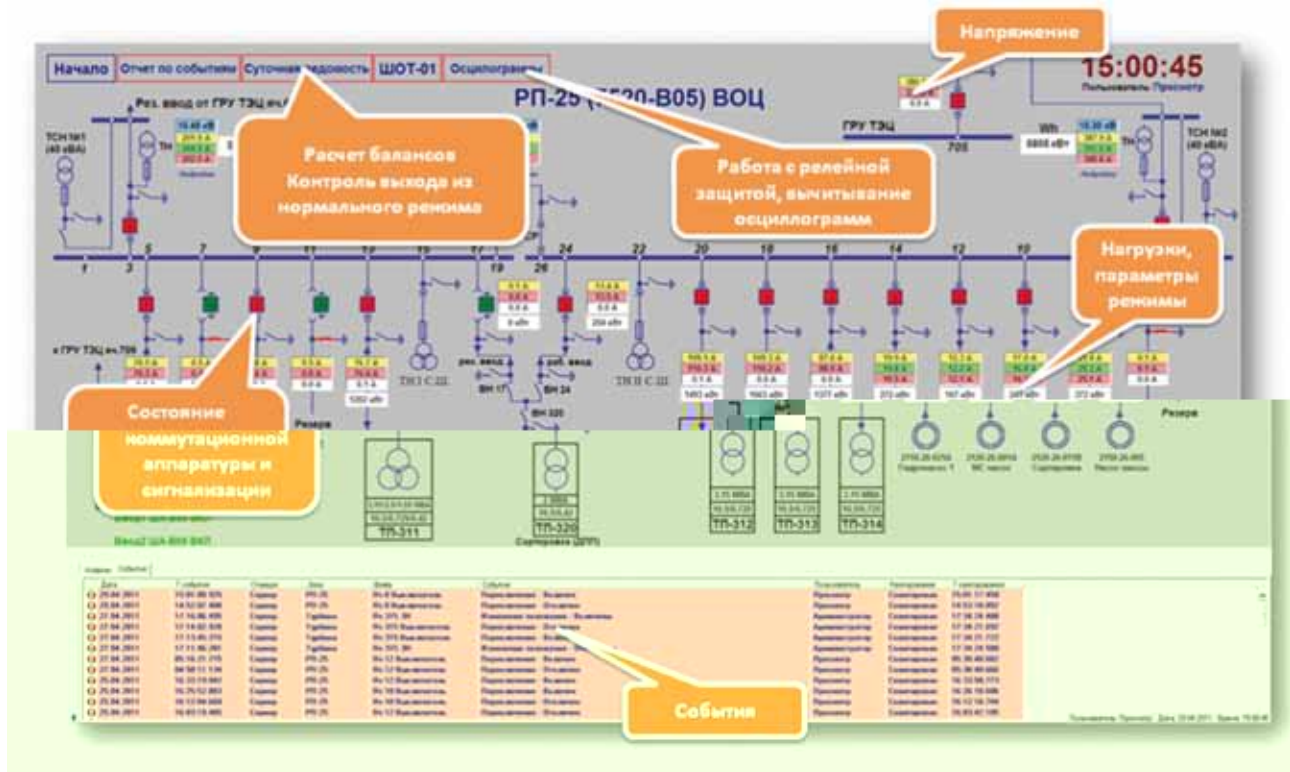


Рис. 3 Управление распределительными сетями 20/10/0,4 кВ

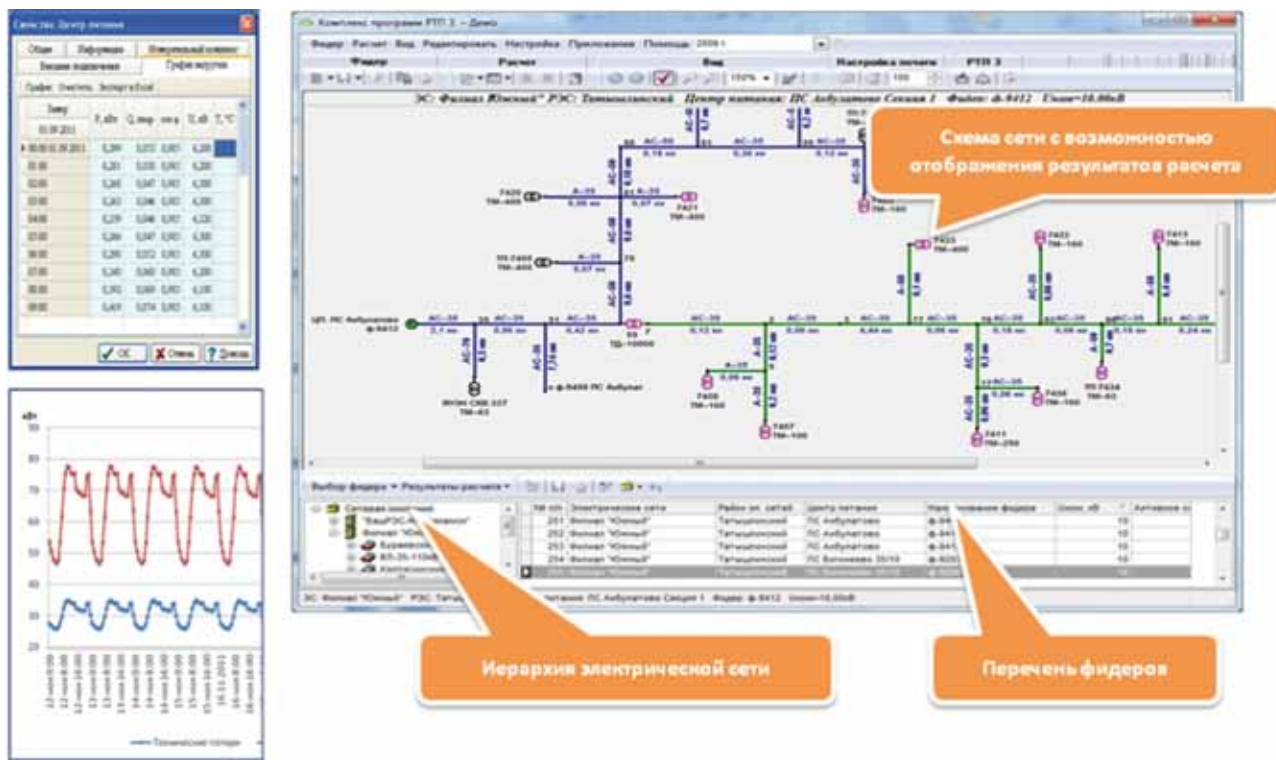


Рис. 4
Оперативные расчёты технологических потерь с использованием АИИС КУЭ

и финансовых затрат, а также высокой квалификации обслуживающего персонала. Разработке таких систем должны предшествовать тщательное

обследование потенциальных объектов внедрения; технико-экономическое обоснование проектных решений и оценка рисков реализации этих про-

ектов, подготовка и повышение квалификации персонала, чёткая организация работ по проектированию, внедрению и сопровождению.

Литература

1. Воронницкий В.Э. Основные направления снижения потерь электроэнергии в электрических сетях // Энергия единой сети. – 2013. – № 2 (8). – С. 24–35.
2. Андреева Л. В., Осика Л. К., Тубинис В. В. Коммерческий учёт электроэнергии на оптовом и розничных рынках. – М.: Авок-Пресс, 2010.
3. Осика Л. К. Smart Metering – интеллектуальный учёт электроэнергии. Определения и задачи // Новости электротехники. – 2011. – № 5 (71). – С. 86–88.
4. Новиков В. В. Интеллектуальные измерения на службе электроснабжения // Энергоэксперт. – 2011. – № 3.
5. Шандалов В. Smart Grid поставит страну на счётчик // Российская газета [Электрон. ресурс]. – Режим доступа: <http://www.rg.ru/2013/04/08/energосistema.html/>, свободный.
6. Smart Metering для электросетевого комплекса. Преимущества и результаты // Умные измерения. – 2013. – № 6. – С. 16–19.
7. Рыбакова М. “Умный” учёт против потерь сетях “МРСК Северного Кавказа” борется за повышение энергоэффективности // Умные измерения. – 2013. – № 6. – С. 33–36.
8. Серов М. Внедрение интеллектуальных систем учёта как первый шаг к построению “умной” энергосети // Энергорынок. – 2010. – № 6 (78). – С. 29–31.
9. Умный учёт – первый шаг на пути к умным сетям: Презентация МРСК Урала [Электрон. док.]. – Режим доступа: http://www.fsk-ees.ru/media/File/evolution/innovations/Presentation/Doklad_Slobodin.pdf, свободный.
10. Воронницкий В.Э., Калинин М. А., Паринов И. А., Севостьянов А. В., Батраков Н. А. Программно-технический комплекс автоматизированной системы энергоэффективного управления эксплуатацией и развитием распределительных сетей // Энергоэксперт. – 2012. – № 2 (31).
11. Севостьянов А. В. Цифровое информационное пространство управления распределением электроэнергии // Автоматизация и ИТ в энергетике. – 2010. – № 11 (16).