

# ОПЫТ И ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ СИСТЕМ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОГО УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

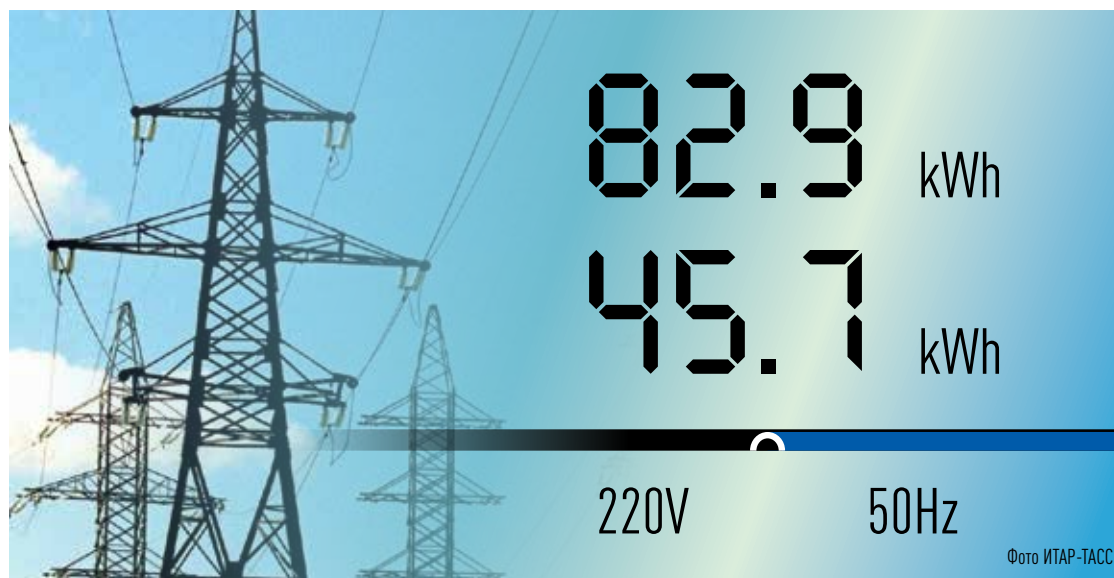
АВТОРЫ:

ВОРОТНИЦКИЙ В.Э.,  
Д.Т.Н.  
ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС»

СЕВОСТЬЯНОВ А.В.  
ИНЖЕНЕРНЫЙ ЦЕНТР  
«ЭНТЕЛС»

**В** прошлых двух номерах нашего журнала было рассмотрено современное состояние проблемы потерь электроэнергии в электрических сетях ЕНЭС и ОАО «Холдинг МРСК». Мы обсудили также основные направления снижения этих потерь, в том числе мероприятия по совершенствованию учета электроэнергии, и в частности, одно из наиболее эффективных мероприятий по снижению потерь в сетях 220–750 кВ – оптимизацию их режима по реактивной мощности и уровням напряжения. Очевидно, что любое энергосбережение, в том числе снижение потерь электроэнергии в электрических сетях, невозможно без достоверной системы учета электроэнергии,

без автоматизации этой системы и максимального исключения человеческого фактора из процесса измерения и регистрации электроэнергии, без интеграции автоматизированных систем учета электроэнергии с автоматизированными системами оперативного контроля и управления режимами электрических сетей. Цель настоящей статьи – обсудить ключевые проблемы учета электроэнергии в электрических сетях России и у потребителей, пути решения этих проблем. Особое внимание будет уделено обсуждению проблем перехода от традиционных систем учета и технологического управления электрическими сетями к инновационным интеллектуальным системам.



Снижение потерь в электрических сетях невозможно без достоверной системы учета электроэнергии, без автоматизации этой системы

Фото ИТАР-ТАСС

## АКТУАЛЬНОСТЬ. ТРЕБОВАНИЯ К СИСТЕМАМ УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Учет энергетических ресурсов, в том числе электрической энергии, является основой энергосбережения и повышения энергетической эффективности страны.

Без организации должной системы достоверного учета поступившей в электрические сети, отпущенной из сетей и полезно потребленной электроэнергии невозможно рассчитать балансы электроэнергии по сети в целом и ступеням напряжения, технические и фактические потери электроэнергии, а также выявить места очагов потерь для выработки мероприятий по снижению потерь. Наконец, невозможно обоснованно определить реальный эффект внедрения энергосберегающих мероприятий. Если кратко, чтобы эффективно экономить электроэнергию, ее нужно точно измерять.

Основные требования к обеспечению учета используемых энергетических ресурсов и применению соответствующих приборов для расчетов за энергетические ресурсы сформулированы в ст. 13 Федерального закона РФ № 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 сроки, установленные ФЗ № 261, необходимо решить целый ряд проблем, связанных в основном с формируемым розничным рынком электроэнергии. Особое внимание необходимо уделить учету электроэнергии в распределительных электрических сетях (0,4–10 кВ). Как

было отмечено в [1], именно в этих сетях происходит большая часть коммерческих (нетехнических) потерь электроэнергии. Именно эти потери составляют основу сверхнормативных потерь, которые по стране в целом достигают 30–35 млрд кВт·ч в год.

## ОСНОВНЫЕ ПРОБЛЕМЫ УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Современные проблемы учета электроэнергии в распределительных сетях России накапливались многие десятилетия. Они имеют комплексный характер. Здесь присутствует и техническая, и метрологическая, и организационная, и нормативно-правовая, и финансовая составляющие. Решение этих задач требует комплексных взаимосвязанных мероприятий всех сторон на основе новых технологий. Мы упомянем некоторые из этих проблем:

1. Значительный моральный и физический износ счетчиков электроэнергии, измерительных трансформаторов напряжения и тока. Несоответствие системы и приборов учета электроэнергии требованиям ФЗ № 261.
2. Отсутствие в ряде случаев приборов коммерческого учета электроэнергии в точках поставки электроэнергии. Несовпадение точек поставки и точек измерения электроэнергии. Применение устаревших расчетных способов определения потребленной электроэнергии (в первую очередь это относится к общедомовому учету электроэнергии в многоквартирных домах городов, который не учитывается управляющими компаниями в расчетах).
3. Несоответствие условий эксплуатации приборов учета современным нормативным требованиям, а именно:

### ИНФОРМАЦИЯ

#### ТЕРМИНОЛОГИЯ

**Фактические (отчетные) потери электроэнергии** – разница между электроэнергией, поставленной в электрическую сеть из других сетей или от производителей электрической энергии, и электроэнергией, потребленной энергопринимающими устройствами, присоединенными к этой сети, а также переданной в другие сетевые организации.

**Технические потери электроэнергии** – потери в линиях и оборудовании сетей, обусловленные физическими процессами, происходящими при передаче электроэнергии в соответствии с техническими характеристиками и режимами работы.

**Расход электроэнергии на собственные нужды подстанций** – электроэнергия, расходуемая для обеспечения технологических нужд подстанции.

**Технологические потери** – сумма технических потерь, расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций и потерь, обусловленных допустимыми погрешностями системы учета электроэнергии.

**Коммерческие потери** – разность между фактическими и технологическими потерями электроэнергии.

## ИНТЕГРИРОВАННАЯ СИСТЕМА УЧЕТА И УПРАВЛЕНИЯ СЕТЯМИ

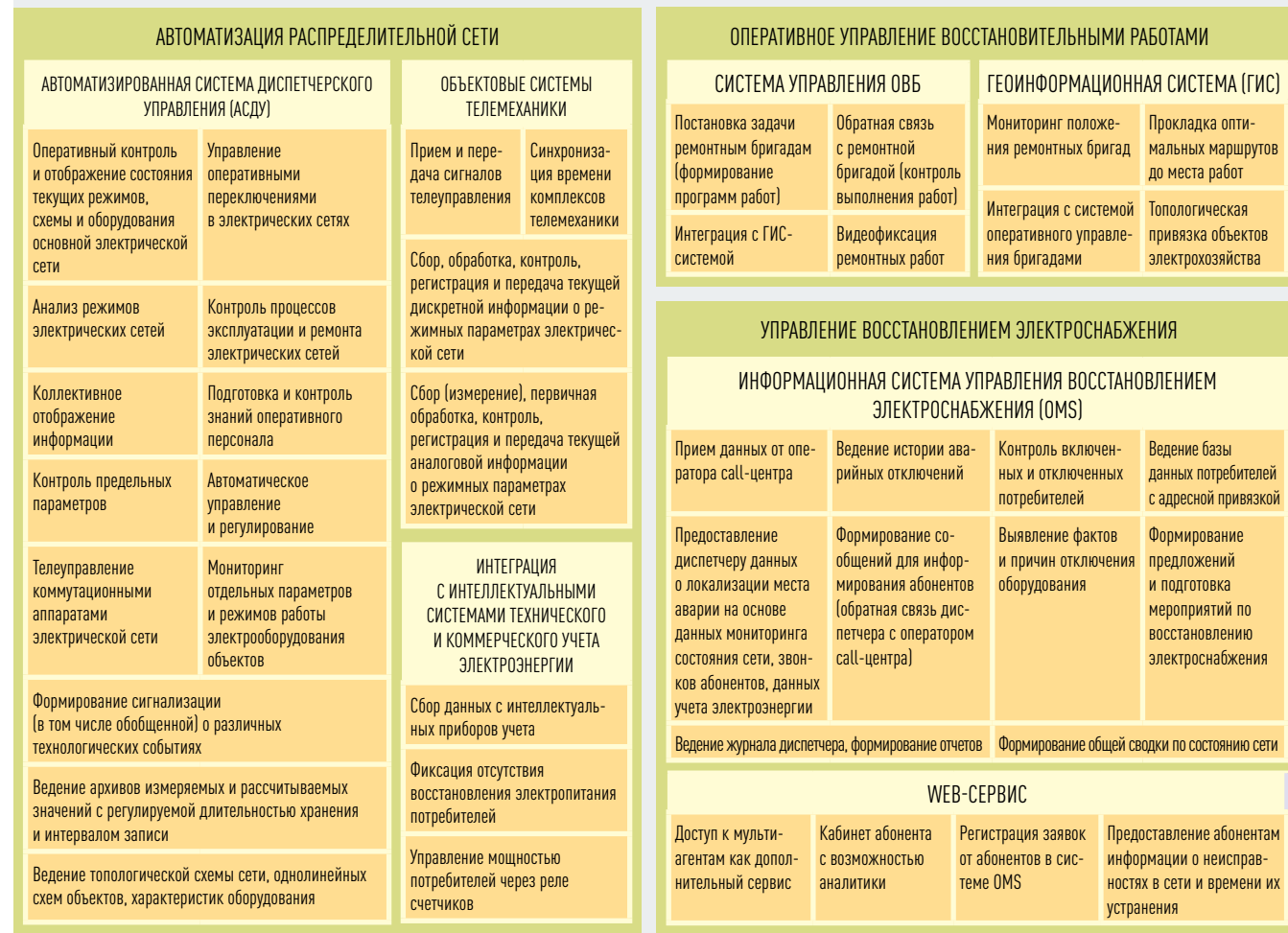


Рис. 1

- несимметричные и несинусоидальные режимы работы;
- перегрузка вторичных измерительных цепей;
- низкие коэффициенты мощности первичной нагрузки;
- недогрузка или перегрузка измерительных трансформаторов;
- завышенные потери напряжения от ТН до счетчиков;
- нестандартные схемы подключения счетчиков;
- обрывы измерительных цепей и т. п.

4. Недостаточный метрологический контроль и надзор точности измерений электрической энергии.
5. Ручной сбор и регистрация показаний приборов учета электроэнергии силами самих потребителей электроэнергии или силами контролеров сетевых или сбытовых организаций (что приводит к случайным или умышленным искажениям показаний и хищениям электроэнергии).
6. Недостаточная квалификация персонала (контролеров и инспекторов), слабая обеспеченность современными приборами для выявления

- безучетного и бездоговорного потребления электроэнергии.
7. Сравнительно высокая стоимость автоматизированных систем коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ БП), систем сбора, передачи и отображения информации, эксплуатационного обслуживания этих систем.
  8. Отставание нормативно-правовой базы, наличие противоречий в требованиях к учету, излагаемых различными директивными документами.
  9. Рост высших гармоник токов и напряжений, что связано с уве-

личением количества и мощности дешевых энергосберегающих ламп и нелинейных электроприемников в низковольтных электрических сетях, питающих коммунально-бытовую нагрузку. Эти гармоники, как показывают исследования, не только ухудшают качество электроэнергии, но и отрицательно влияют на точность учета электроэнергии. Имеются различные оценки этого влияния. Однако официальный документ по расчету систематических погрешностей учета вследствие низкого качества электроэнергии пока отсутствует.

10. Не решены вопросы метрологической оценки и стандартизации методов расчета случайной и систематической погрешности измерения фактических потерь и расчета технических потерь электроэнергии. Имеются различные подходы к решению этой непростой задачи. Но результаты этих подходов весьма противоречивы и далеки от практического применения в реальных условиях [2].

11. Отсутствует легитимная методика оценки допустимых коммерческих потерь электроэнергии в электрических сетях. До сих пор нет методик использования встроенных в счетчики реле управления мощностью. Не проработаны возможности снижения резервирования мощности и подключения потребителей в энергодефицитных районах за счет адаптивного управления потребителями.

## ПУТИ РЕШЕНИЯ ПРОБЛЕМ УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Передовой зарубежный и отечественный опыт показывает, что наиболее перспективным путем совершенствования системы ком-

мерческого учета электроэнергии на оптовом и розничном рынках является автоматизация – создание и внедрение автоматизированных систем коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) с постепенным переходом к полнофункциональной модели Smart Metering как части интеллектуальной электрической сети Smart Grid.

К сожалению, широко используемые в публикациях в России и за рубежом понятия «интеллектуальные измерения» (Smart Metering), «интеллектуальный учет», «интеллектуальная сеть» (Smart Grid) не имеют строгих определений и допускают различные толкования. При этом в различных странах эти понятия понимают по-разному. С другой стороны, в ходе разработки техники и технологий Smart Metering пилотного внедрения и тиражирования были установлены некоторые общие основные признаки [3, 4]. Их шесть [4]:

1. Наличие дополнительных функциональных возможностей приборов интеллектуального учета, в том числе: измерение мощности за короткие периоды, контроль коэффициента мощности, измерение времени, даты и длительности провалов и отсутствие питающего напряжения, показателей качества электроэнергии.
2. Самодиагностика счетчиков и наличие защиты от хищения электроэнергии, в том числе: фиксация в журнале событий вскрытия кожуха, крышки клеммной колодки, воздействий сильного магнитного поля и других воздействий как на счетчик, так и на его информационные входы и выходы.

3. Возможность управлять нагрузкой и функция подачи команд на включение и отключение электрических приборов.

4. Предоставление потребителям и энергоснабжающим организациям возможности выбирать вид тарифа в зависимости от объема и профиля потребления электроэнергии.

5. Адаптивное управление потребителями, в частности, временное ограничение потребления в пиковые часы; веерное управление потребителями для повышения надежности энергосистемы.

6. Интеграция измерений учета всех энергоресурсов потребителя для минимизации расходов на их оплату и создания единых центров учета всех энергоресурсов.

Опыт показал, что для систем интеллектуального учета энергоресурсов особое значение имеют вопросы защиты от несанкционированного доступа к базам данных, программному обеспечению, средствам связи и передачи информации. В этом направлении и в России, и за рубежом в настоящее время ведутся активные работы. Этот вопрос становится особенно актуальным при применении приборов учета со встроенными силовыми реле и возможностью дистанционного ограничения потребления.

Очевидно, что создание в короткие сроки (три-пять лет) полномасштабной интеллектуальной АСКУЭ БП невозможно в связи со значительными материальными и временными затратами и необходимостью решения всех указанных выше проблем. Тем не менее эту работу необходимо начинать уже сейчас в рамках пилотно-демонстрационных проектов так, как это и делается в настоящий момент в промышленно развитых странах.

Внедрение технологий Smart Metering в Европе началось в конце 90-х гг. XX века. Первыми странами были Италия, Швеция, Нидерланды, Ирландия, Норвегия, Франция,

## ЭВОЛЮЦИЯ РАЗВИТИЯ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

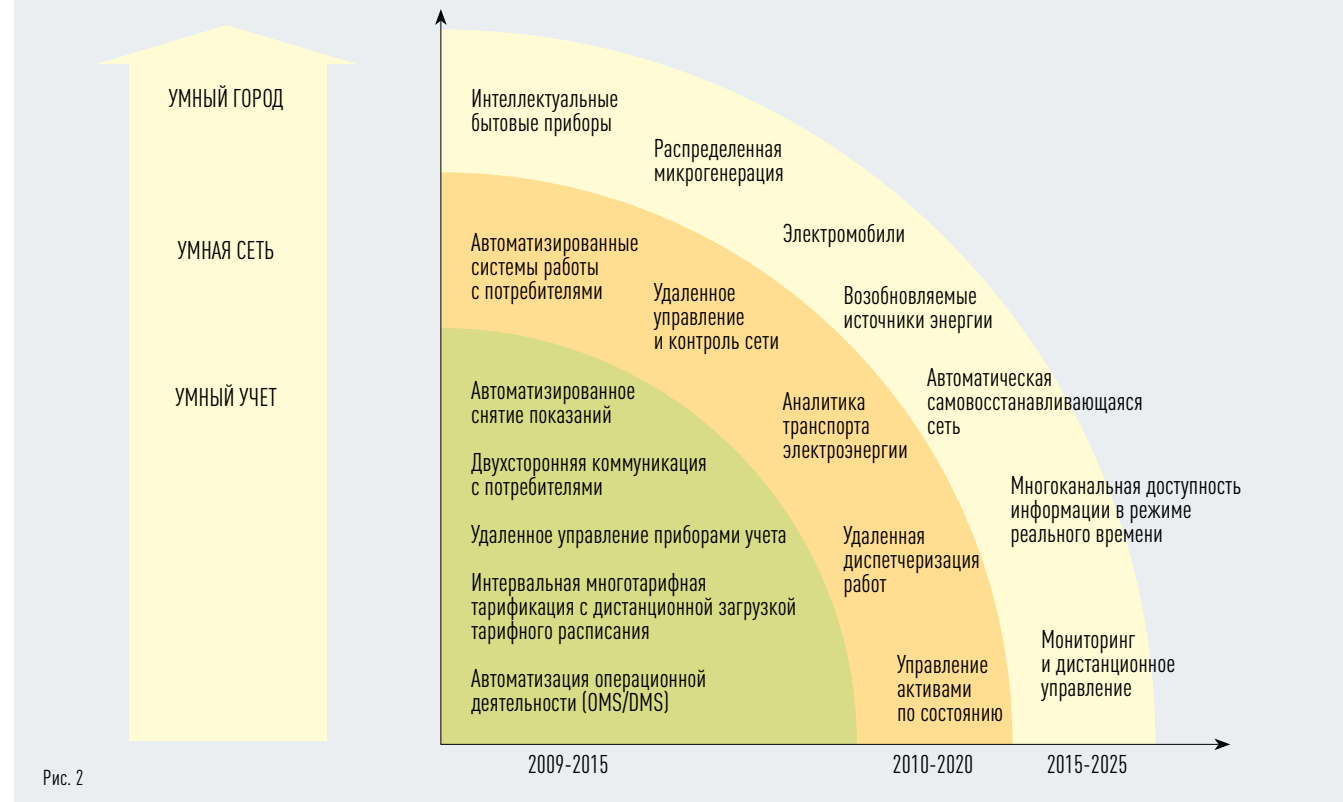


Рис. 2

Испания, Германия, Швейцария. В частности, в Италии компанией Enel средству Smart Metering оборудовано 32 млн узлов учета. Тиражирование технологии практически завершено в 2006 г. В настоящее время система позволяет экономить компании Enel около 500 млн евро в год. Срок окупаемости затрат оказался четыре-пять лет. Во Франции (компания ERDF) работы начались в 2007 г., а пилотное внедрение – в 2010-м и продолжалось до конца 2012 г. С 2012-го по 2015 гг. средствами Smart Metering планируется оборудовать 32 млн узлов учета электроэнергии. На 2015 г. намечено окончание тиражирования интеллектуального учета в Испании (компания Endesa) в объеме 13 млн узлов учета. Швеция начала работы в 2002 г., чтобы завершить их в 2008 г.; объем – 850 тыс. точек учета [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» счетчиков. Следует отметить, что уже к концу 2011 г. количество «умных» счетчиков в мире превысило 100 млн единиц. К 2015 г. это число может увеличиться до 370 млн единиц, объединенных в автоматизированные системы учета, контроля множества параметров электроэнергии и позволяющих обеспечить обратную связь «прибор – центр сбора данных».

В настоящее время и в России в работе находится ряд пилотных проектов интеллектуального учета, в том числе: в МРСК Центра, «Белгород-энерго», МРСК Центра и Приволжья, 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 учета в многоквартирных и частных домах ежемесячные потери электроэнергии в электрических сетях снизились на 3,8 млн кВт·ч [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 счетчиков с автоматическим считыванием данных. Ожидается, что это позволит снизить уровень потерь в целом по МРСК с 21% до 17%. К 20 марта 2013 г. программа была выполнена на 80%. Уже имеются положительные ре-

зультаты. 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.

В целом следует заметить, что результаты пилотных и промышленных внедрений «умного» учета электроэнергии как в России, так и за рубежом подтвердили их эффективность, в первую очередь в части снижения потерь электроэнергии. 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) за счет сглаживания пиков электропотребления;
- снижение операционных затрат сетевых и сбытовых компаний;
- возможность расширения услуг энергоснабжающих компаний с помощью дополнительных сервисов;
- возможность создания инвестиционного паспорта для проведения комплексной реконструкции инфраструктуры энергообеспечения и мероприятий по энергоэффективности;
- повышение заинтересованности электроснабжающих организаций и потребителей в повышении качества электроэнергии;
- повышение надежности энергосистемы за счет

активного управления потребителями;

- вовлечение конечных потребителей в процесс управления объемами и стоимостью своего энергопотребления;
- повышение достоверности расчетов фактических энергетических балансов и эффектов энергосбережения;
- повышение точности расчета технологических потерь электроэнергии, оценки и локализации коммерческих потерь, эффективности мероприятий по снижению потерь.

Пути совершенствования учета электроэнергии в России на период до 2020 г. сформулированы и утверждены приказом Минэнерго России от 10.05.2011 г. № 175 в Программе по развитию коммерческого учета электроэнергии на основе технологий интеллектуального учета до 2020 года (далее – Программа). Основными целями Программы определено:

- снижение удельного уровня энергопотребления за счет стимулирования экономного поведения потребителей энергоресурсов;
- снижение уровня коммерческих и технических потерь энергии за счет их оперативного выявления и локализации;
- повышение информационной прозрачности розничного рынка электроэнергии за счет формирования полных и достоверных энергетических балансов;
- повышение надежности энергоснабжения в Российской Федерации за счет организации пос-

тоянного мониторинга параметров энергосистемы.

**Для достижения этих целей Программа определяет следующие ключевые задачи:**

- формирование целостной и эффективной системы коммерческого и технического учета электроэнергии на основе современных технологий интеллектуального учета;
- повышение оперативности выявления и реагирования энергоснабжающих организаций на неисправности и технологические нарушения;
- прогнозирование и сглаживание пиков энергопотребления;
- повышение операционной эффективности розничного рынка электроэнергии за счет снижения постоянных расходов;
- повышение эффективности и качества планирования развития энергетических сетей за счет формирования энергетического профиля и прогнозирования его развития в разрезе сегментов сети;
- повышение прозрачности и своевременности расчетов за энергоресурсы;
- стимулирование развития производства инновационной продукции и программного обеспечения на территории России;
- внесение необходимых изменений в нормативно-правовую базу.

Предполагается, что Программа будет реализовываться поэтапно.



## УПРАВЛЕНИЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫМИ СЕТЯМИ 20/10/0,4 КВ

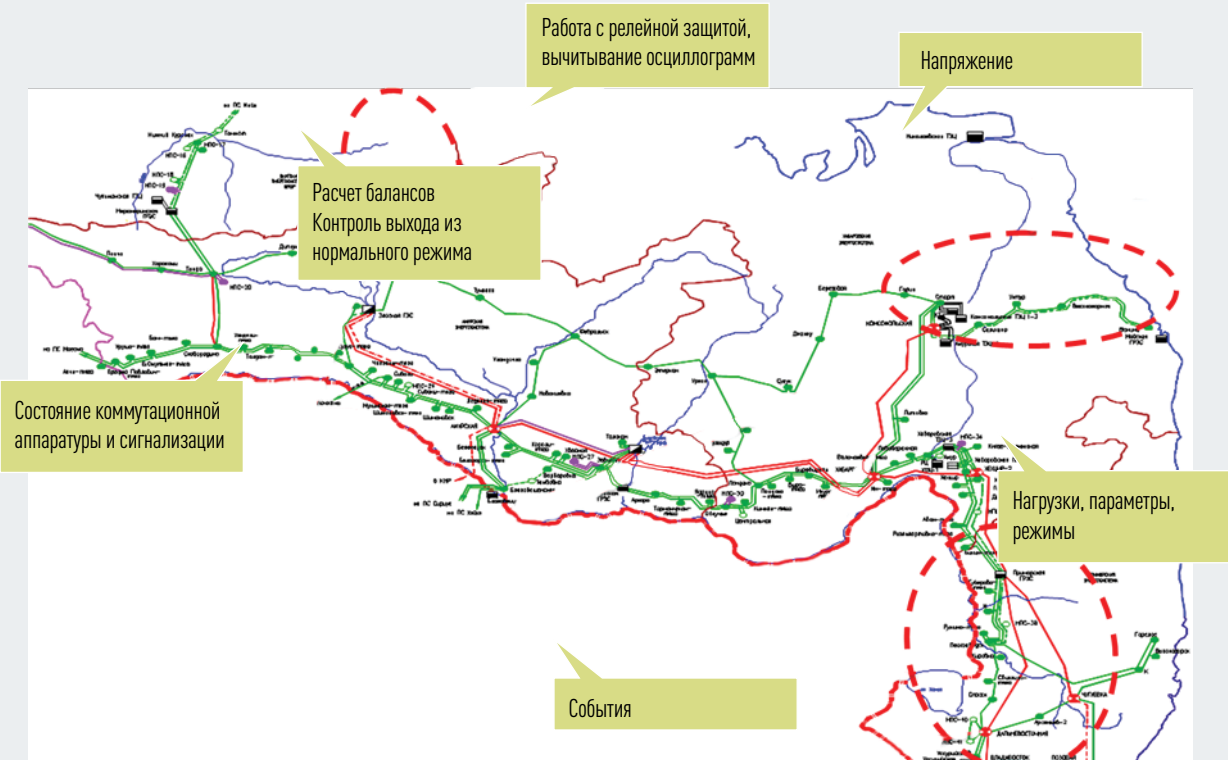


Рис. 3

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

II этап (2012–2015 гг.) – переходный, в течение которого должны быть введены в действие изменения в законодательстве. Реализация проектов по интеллектуальному учету в части вновь создаваемых систем. По итогам II этапа возможен пересмотр состава мероприятий III этапа.

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

На первом этапе, в частности, в первом квартале 2012 г., планировалось разработать и утвердить на уровне постанов-

ления правительства РФ Правила коммерческого учета электроэнергии на розничном рынке. Проект таких Правил был разработан еще в 2006 г. рабочей группой по поручению ОАО «РАО ЕЭС России». Однако до сих пор эти Правила так и не утверждены. Следует заметить, что, кроме этого, еще ряд пунктов первого и второго этапов Программы пока не выполнен.

На уровне 2020 г. определен ряд важнейших целевых показателей выполнения Программы, в том числе обеспечение технических возможностей:

- выбора тарифа электро-снабжения;
- формирования и анализа профиля энергопотребления для 90% потребителей электроэнергии;
- снижения общих потерь

- электроэнергии в процессе передачи до конечного потребителя на 25% (не уточнено, правда, в электрических сетях какого объема и назначения);
- снижения среднего времени продолжительности отключений энергоснабжения на 10%;
- снижения количества обращений и жалоб конечных потребителей в энергоснабжающие организации на 30%;
- снижения удельного потребления электроэнергии на 10%.

Программа предусматривает оснащение к 2020 г. 48 млн потребителей интеллектуальными приборами из 100 млн узлов учета, подлежащих модернизации.

## ОПЕРАТИВНЫЕ РАСЧЕТЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ АИИС КУЭ

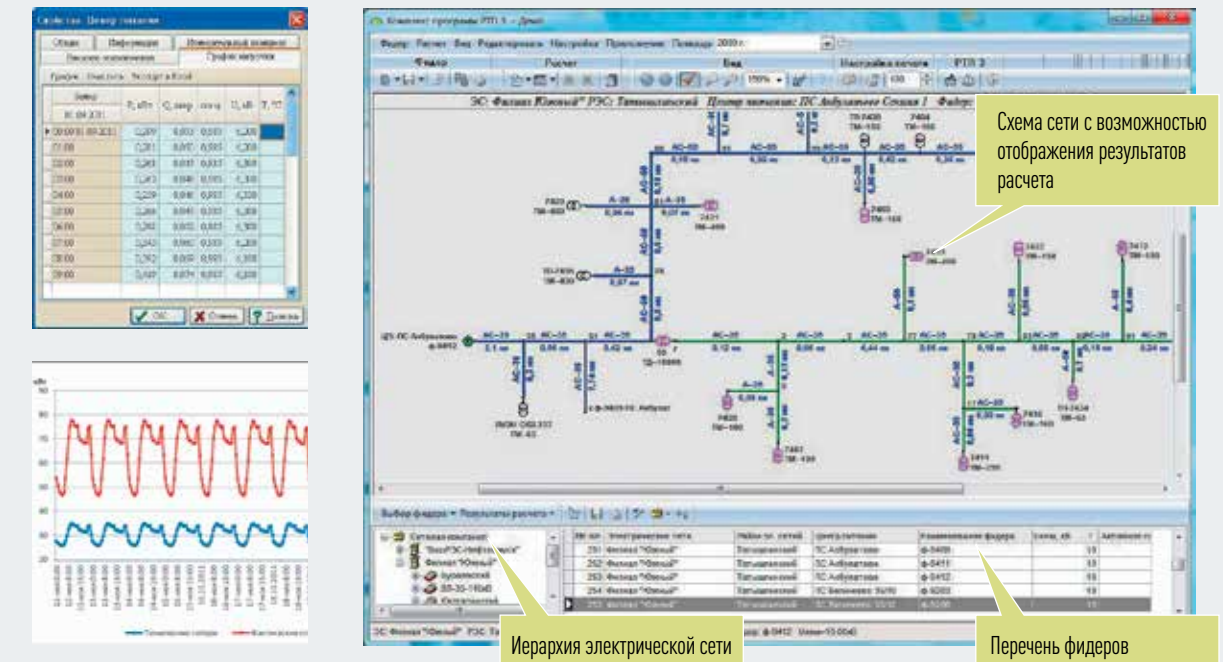


Рис. 4

Ожидаемая ежегодная экономия должна составлять не менее 8–9 млрд руб. Финансирование внедрения «умного» учета должно осуществляться за счет электросетевых организаций. По минимальным оценкам на это потребуется 350–400 млрд руб. дополнительных затрат, не считая затрат на техническое обслуживание и эксплуатацию системы учета, на обучение и повышение квалификации обслуживающего персонала.

Очевидно, что практическая реализация такой амбициозной Программы связана со значительными рисками. Помимо отсутствия необходимых для реализации плана источников финансирования, существуют проблемы взаимодействия с органами местной власти и населением при внедрении и эксплуатации систем, а также

проблемы обмена информацией в системах учета между электросетевыми, сбытовыми организациями, органами местной власти и населением. Дополнительные сложности возникают из-за несоответствия федерального и местного законодательства концепции интеллектуального учета и недостаточной проработки технологических, нормативных и технических требований к оборудованию, каналам связи, безопасности передачи информации, объему данных, индикаторам состояния. И все это – на фоне 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 двум этапам и в пер-

вую очередь разработать соответствующую нормативную базу, определить регионы и электросетевые организации для первоочередного внедрения интеллектуального учета электроэнергии. Следует также принять своевременные меры для снижения перечисленных рисков. Эти меры должны основываться на:

- тщательном обследовании существующей системы учета;
- анализе балансов, технических и фактических потерь электроэнергии и метрологического обеспечения приборов учета электроэнергии;
- проработке технологий для контроллерной техники в целях минимизации эксплуатационных затрат, в том числе – соз-

дании модели объектов электрической сети с возможностью загрузки ее из контроллеров в вышестоящие уровни для автоматизированной верификации и поддержания системы в актуальном состоянии;

- всестороннем технико-экономическом обосновании проектов создания и внедрения интеллектуального учета;
- разработке нормативной базы внедрения системы учета электроэнергии и внутренних корпоративных регламентов по организации ее эксплуатационного обслуживания, актуализации и ведению баз данных, их администрированию и защите от несанкционированного доступа;
- интеграции системы с другими задачами для повышения ее технологичности и окупаемости и снижения стоимости обслуживания.

Как уже отмечалось выше, внедрение интеллектуального учета является первым этапом перехода к построению «умной» электрической сети [8, 9]. Перечислим основные мероприятия и задачи, необходимые для внедрения технологий интеллектуальных сетей:

1. Создание SCADA-системы, управляющей оборудованием телемеханики РП, РТП, ТП, реклоузерами, электроснабжением на питающих вводах потребителей.
2. Внедрение интеллектуальной системы учета и контроля параметров качества электроэнергии.
3. Организация сети связи с реше-

нием задач безопасности, контроля и распределения доступа, маршрутизации и переключения на аварийные каналы связи.

4. Создание систем управления сетями (система диспетчерского управления (DMS), система управления восстановлением электроснабжения (OMS), создание геоинформационной системы и системы управления ОВБ, интеграция управления ОВБ с задачами контроля и фиксации работы персонала (видеорегистрация, видеофиксация)).
5. Разработка модели сети (CIM), включающей 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 технологических решений: «умный» город, «умный» дом, «активный потребитель».

Блок-схема интеграции системы управления электрическими сетями с интеллектуальными приборами учета электроэнергии представлена на рис. 1 [10]. Эта интеграция будет происходить эволюционным путем: от «умного» учета к «умной» сети, затем – к «умному» региону, «умному» городу и т. д.

Эволюционная динамика развития интеллектуальных технологий в электроэнергетике показана на рис. 2 [9].

В настоящее время уже имеется существенный задел для такой интеграции – предлагаемые на современном рынке IT-технологий программно-технические комплексы

управления распределительными электрическими сетями, расчета и нормирования потерь электроэнергии и для мониторинга режимов электрических сетей. Некоторые экранные формы таких комплексов показаны на рис. 3–4 [10].

Одним из обязательных условий создания интегрированной системы интеллектуального управления электрическими сетями является разработка и внедрение общей информационной модели сети (Common Information Model (CIM)), содержащей стандартное описание объектов электросетевого хозяйства и потребителей, их свойств и связей между ними, в том числе:

- топологическую модель электрических соединений сети;
- паспортные характеристики силового оборудования сети;
- паспортные характеристики оборудования автоматизации и учета;
- описание телеизмерений/телесигналов, получаемых с подстанции;
- адресную базу потребителей с указанием договорных мощностей присоединения.

Общая информационная модель используется как источник входных данных для следующего уровня системы, состоящей из:

- АСДУ (DMS);
- системы учета электроэнергии (AMI);
- блока управления восстановлением электроснабжения (OMS).

Эта информационная модель будет также снабжать данными активного потребителя, использующего ана-

литический модуль энергетического менеджмента.

Следует подчеркнуть, что эта модель должна соответствовать требованиям международных стандартов IEC 61970/61968 и представлять объекты электросетевого хозяйства в строго стандартном формате. Причем формирование баз данных CIM-модели должно осуществляться на уровне объектов и происходить автоматически в процессе наладки и обслуживания объектов.

Как показала практика внедрения пилотных проектов интеллектуальных систем учета и управления электрическими сетями, эффективность такого внедрения обусловлена в основном снижением потерь электроэнергии в электрических сетях, повышением надежности и качества электроснабжения потребителей и уменьшением операционных расходов электросетевых компаний.

## ВЫВОДЫ

1. Совершенствование системы учета электроэнергии на основе современных интеллектуальных технологий измерений и управления электропотреблением является основой для достоверного расчета балансов, фактических, технических и коммерческих потерь электроэнергии, разработки мероприятий по снижению потерь и оценки их экономической эффективности.
2. В последние годы возникли новые метрологические проблемы измерения электроэнергии. В связи с этим необходимо разработать соответствующие методики расчета систематических погрешностей учета из-за низкого качества электроэнергии, оценки случайной и системати-

ческой погрешностей измерения фактических и технических потерь электроэнергии, а также оценки допустимых коммерческих потерь электроэнергии.

3. Необходимо утвердить Правила коммерческого учета на розничном рынке электроэнергии.
4. Современные системы интеллектуального учета являются источником достоверной оперативной информации о профилях нагрузки, режимах электропотребления и потоках мощности и электроэнергии по электрической сети в целом, ее участкам, уровнях напряжения, о показателях качества электроэнергии, о фактах несанкционированного доступа и учета электроэнергии.
5. Создание и внедрение систем интеллектуального учета является одним из первых этапов перехода к интеллектуальным электрическим сетям, к интеллектуальному управлению их режимами, ремонтным и эксплуатационным обслуживанием и управлению электропотреблением.

6. Системы «умного» учета, «умной» сети, «умного» города являются сложными многоуровневыми, иерархическими информационно-управляющими системами, требующими значительных временных и финансовых затрат на создание, внедрение и эксплуатацию, 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 проектов; подготовка и повышение квалификации персонала, четкая организация работ по проектированию, внедрению и сопровождению.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Воротницкий В. Э. Основные направления снижения потерь электроэнергии в электрических сетях / Энергия единой сети, апрель-май 2013, №2 (8). – Стр. 24–35.
2. Андреева Л. В., Осика Л. К., Тубинис В. В. Коммерческий учет электроэнергии на оптовом и розничных рынках. – М.: Авок-Пресс, 2010.
3. Осика Л. К. Smart Metering – интеллектуальный учет электроэнергии. Определения и задачи / Новости электротехники, 2011, №5 (71). – Стр. 86–88.
4. Новиков В. В. Интеллектуальные измерения на службе электроснабжения / Энергоэксперт, 2011, №3.
5. Шандалов В. Smart Grid поставит страну на счетчик. <http://www.rg.ru/2013/04/08/energositema.html/>
6. Smart Metering для электросетевого комплекса. Преимущества и результаты / Умные измерения, апрель 2013, №6. – Стр. 16–19.
7. Рыбакова М. «Умный» учет против потерь в сетях МРСК Северного Кавказа борется за повышение энергоэффективности / Умные измерения, апрель 2013, №6. – Стр. 33–36.
8. Серов М. Внедрение интеллектуальных систем учета как первый шаг к построению «умной» энергосети / Энергорынок, 2010, №6 (78). – Стр. 29–31.
9. Презентация МРСК Урала. «Умный» учет – первый шаг на пути к «умным» сетям». [fsk-ees.ru> media/File/evolution/innovation/...](http://fsk-ees.ru/media/File/evolution/innovation/)
10. Воротницкий 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 IT в энергетике, 2010, №11 (16). ■