

ПРОГРАММНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ И РАЗВИТИЕМ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ

ВОРОТНИЦКИЙ В.Э., д.т.н., ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС»

КАЛИНКИНА М.А., к.т.н., ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС»

ПАРИНОВ И.А., ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС»

СЕВОСТЬЯНОВ А.В., ООО «ЭНТЕЛС»

БАТРАКОВ Н.А. ООО «НПК Инкотекс»

Государственной программой РФ «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности на период до 2020 года» [1] (далее – Программа) поставлена задача «обеспечить снижение потерь в электрических сетях до 8 % в 2020 году». С целью повышения эффективности и надежности работы электрических сетей разделом II этой Программы на период 2011–2020 гг. запланирован большой объем работ по реконструкции трансформаторных подстанций, воздушных и кабельных линий, замене трансформаторов, внедрению АИИС КУЭ у потребителей электроэнергии, замене однофазных индукционных счетчиков электроэнергии класса точности 2,5 на новые приборы с классом точности 2,0 или 1,0. В качестве основных организационных мер Программой предусматриваются внедрение систем мониторинга энергосбережения и энергетической эффективности и энергоменеджмента. Планируется также расширение внедрения в электрических сетях новых энергоэффективных технологий и системных решений. Во исполнение Программы и в соответствии с требованиями федерального закона РФ от 23 ноября 2009 г. № 261-ФЗ [2] и Постановления Правительства РФ от 15 мая 2010 г. № 340 [3], в настоящее время широким фронтом проводятся энергетические обследования электрических сетей и разрабатываются соответствующие программы энергосбережения.

Результаты энергетических обследований электрических сетей и экспертизы обосновывающих материалов по нормативам технологических потерь электроэнергии со всей очевидностью свидетельствуют о необходимости:

- совершенствования нормативной базы и системы стимулирования персонала электросетевых компаний в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности;
- повышения точности расчетов потерь и балансов электроэнергии, в особенности, в электрических сетях 0,4–10 кВ, определения величины и локализации коммерческих и сверхнормативных технологических потерь электроэнергии;
- формирования комплексного и системного подхода к повышению энергетической эффективности электрических сетей, под которой должно пониматься не только снижение потерь электроэнергии на ее передачу, но и повышение надежности, качества электроснабжения потребителей, повышение пропускной способности электрических сетей, оптимизация затрат на обслуживание и развитие (рис. 1);
- повышения точности оценки расчетной (планируемой) и фактической эффективности мероприятий по снижению потерь электроэнергии;

■ учета формирующихся в современной зарубежной и российской электроэнергетике тенденций и практики разработки и внедрения новой техники и технологий передачи и распределения электроэнергии, новых информационных технологий интеллектуального управления электрическими сетями, потреблением электроэнергии, интеллектуальных систем учета (Smart Grid и Smart Metering).

В отечественных электрических сетях складываются объективные условия для интеграции распространенных в практике эксплуатации программно-технических комплексов автоматизированных систем диспетчерского управления (SCADA/DMS SCADA/OMS), коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ), паспортизации оборудования электрических сетей, систем управления технологическими активами, геоинформационных систем и программных комплексов по расчету потребленной электроэнергии [5, 6]. Эта интеграция позволяет существенно повысить эффективность эксплуатации электросетевого хозяйства, точность, оперативность и обоснованность расчета режимов электрических сетей, потерь мощности и электроэнергии в



Рис. 1. Комплексная система повышения энергоэффективности

них, локализовать места систематических перегрузок, более обоснованно планировать выполнение ремонтных и эксплуатационных работ, снизить нагрузку на обслуживающий персонал, а так же оптимизировать работы по модернизации и реконструкции электросетевого оборудования. В сочетании с автоматизированными системами секционирования, локализации повреждений и

ликвидации аварий в электрических сетях с помощью современных интеллектуальных технических средств – реклоузеров, с автоматизированными системами контроля и управления качеством электроэнергии, такая интеграция является важнейшим и необходимым этапом перехода от традиционной автоматизированной системы управления к интеллектуальной (рис. 2).

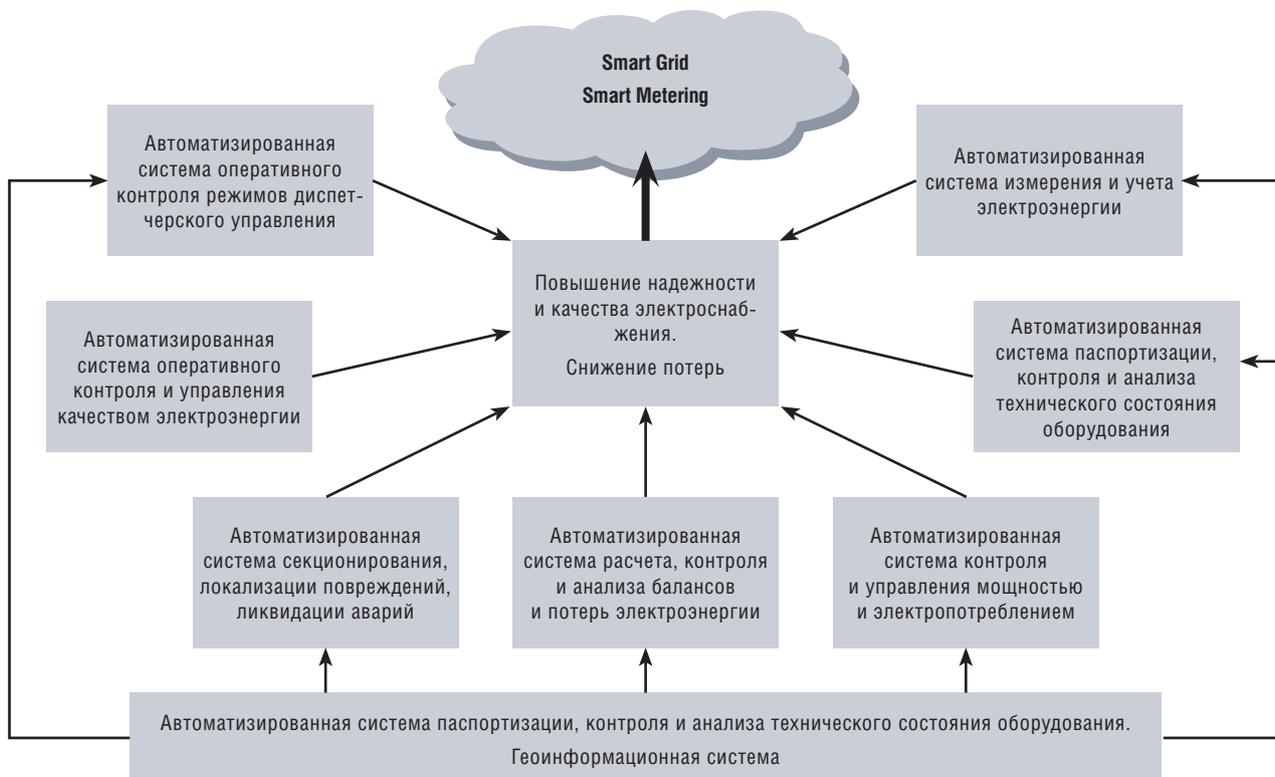


Рис. 2. Стратегические задачи развития автоматизированных систем

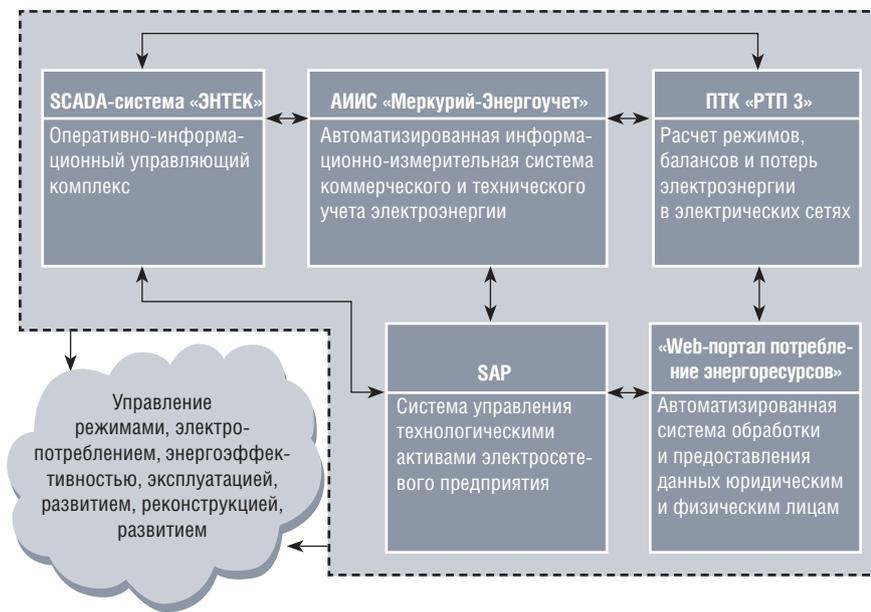


Рис. 3. Блок-схема взаимодействия SCADA «ЭНТЕК», АИИС «Меркурий-Энергоучет», РТП 3, SAP и Web-портала потребления энергоресурсов

Цель настоящей статьи – проиллюстрировать функциональные возможности и основные составляющие эффективности внедрения и использования объединенного программно-технического комплекса на основе интеграции SCADA «ЭНТЕК», АИИС «Меркурий-Энергоучет», «РТП 3» и «SAP» (рис. 3).

Цель интеграции и создания объединенного программно-технического комплекса (ПТК):

- сокращение времени поиска технологических нарушений в электрических сетях;
- снижение недоотпуска электроэнергии;
- оптимизация нормальных, ремонтных и послеаварийных режимов;
- совершенствование системы диспетчерского управления;
- снижение затрат на обслуживание систем учета, диспетчеризации телемеханики, АСУ ТП и управления активами;
- повышение достоверности расчета режимов, потерь, балансов мощности и электроэнергии;
- уменьшение финансовых убытков сетевых компаний на оплату сверхнормативных потерь электроэнергии;
- оптимизация планирования эксплуатационных и ремонтных работ;
- обеспечение недискриминационного доступа и подключения потребителей

и производителей электроэнергии к электрической сети, снижения стоимости подключения;

- оптимизация планирования развития электрических сетей;
- подготовка информационной и технологической базы для создания интеллектуальной электрической сети (Smart Grid);
- снижение тарифов на услуги по передаче электрической энергии и тарифов на электроэнергию для конечных потребителей.

Задачами ПТК являются:

- оперативный контроль режимов работы электрических сетей;
- оперативный анализ балансов и режимов потребления мощности и электроэнергии;
- анализ допустимых и фактических нагрузок линий и трансформаторов, уровней напряжения в узлах электрических сетей, в точках поставки электроэнергии;
- дистанционное управление, в том числе автоматизированное оборудованием объектов РЭС;
- оперативный расчет технологических потерь электроэнергии и их структурных составляющих, нормативов технологических потерь;
- расчет и анализ допустимых и фактических небалансов, локализация коммерческих потерь электроэнергии;

- обеспечение персонала электрических сетей оперативной достоверной информацией по схемным и режимным параметрам, паспортным данным оборудования с привязкой этой информации к электронным топографическим картам;
- учет технического состояния оборудования по результатам диагностики и энергетических обследований;
- информационное обеспечение эксплуатационного обслуживания и планирования ремонтов, управление оперативно-выездными бригадами;
- информационное обеспечение присоединения новых потребителей, выдачи технических условий на присоединение;
- планирование развития, реконструкции и модернизации электрических сетей, снижения потерь электроэнергии, повышения надежности и качества электроснабжения.

Ниже кратко представлены основные функциональные возможности составляющих объединенного ПТК.

АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ SCADA «ЭНТЕК» И АИИС «МЕРКУРИЙ-ЭНЕРГОУЧЕТ»

Автоматизированные системы SCADA «ЭНТЕК» и АИИС «Меркурий-Энергоучет» [7, 9] позволяют создавать высокопроизводительные системы учета, контроля параметров электроснабжения, телемеханики и АСУ ТП подстанций электрических сетей и комплексно решать следующие оперативные задачи:

- телемеханизация и учет на ПС 110–35–10 кВ, РТП 6–20 кВ, ТП10–0,4 кВ, реклоузеры:
 - опрос модулей РЗА и телемеханики, модулей дискретного ввода-вывода, счетчиков электрической энергии;
 - передача данных на верхний уровень по протоколам МЭК 60870-5-101/103/104;
 - учет электроэнергии;
 - контроль параметров качества электроэнергии;
 - охранная и пожарная сигнализации;
 - видеорегистрация и видеонаблюдение;
 - телесигнализация и телеуправление;
 - управление мощностью потребителей;
 - управление уличным освещением;



Рис. 4. Экранная форма телеизмерений на РТП 10 кВ

- синхронизация времени оборудования с системами GPS и ГЛОНАС;
- информационное обеспечение оперативно-диспетчерского управления:
 - сбор и первичная обработка информации;
 - контроль достоверности информации;
 - предоставление информации оперативному персоналу и другим пользователям;
 - аварийная и технологическая сигнализация;
 - регистрация событий;
 - архивирование, обработка, предоставление архивной информации;
 - формирование и печать отчетных документов;
 - передача информации между серверами в форматах 80020 (формат НП АТС), 80020*, ASQ (формат Мосэнергосбыт) и внутреннем формате межсерверного обмена;
 - создание многофункционального диспетчерского интерфейса;
- функциональные задачи по мониторингу схемных и режимных параметров:
 - контроль принятой в сеть и отпущенной из сети потребителям электроэнергии, мощности и показателей качества электроэнергии;
 - контроль и анализ балансов и фактических потерь электроэнергии в электрической сети и на подстанциях;
 - текущий контроль состояния коммутационных аппаратов и параметров электроэнергии – тока, напряжения, активной и реактивной мощности;
 - формирование отчетной документации и базы данных по расходу

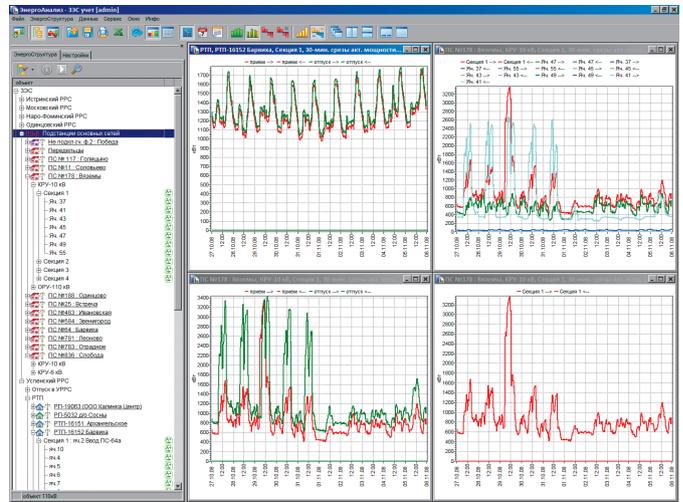


Рис. 5. Экранные формы АИИС «Меркурий-Энергоучет»

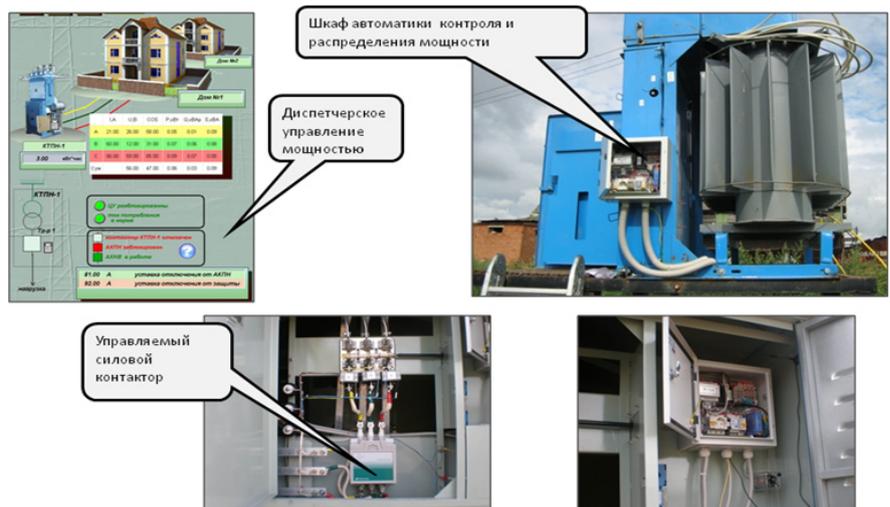


Рис. 6. Учет и управление мощностью потребителей в SCADA «ЭНТЕК»

- электрoэнергии и событиям теле-сигнализации.
- функциональные задачи по управлению нагрузкой и секционированию электрической сети:
 - выдача сообщений диспетчеру о превышении лимита мощности конкретного потребителя либо его автоматическое отключение;
 - возможность перераспределения мощности потребителя в зависимости от времени суток и сценариев потребителя;
 - дистанционное соединение с реклоузером по GSM/GPRS, радио, оптоволоконному или проводному каналу связи;
 - управление реклоузерами с помощью графического интерфейса на русском языке;

- хранение журналов событий, журналов нагрузок;
 - интеграция в существующие SCADA системы и АИИС КУЭ.
- Некоторые отчетные формы ПТК SCADA «ЭНТЕК» и АИИС «Меркурий-Энергоучет» приведены на рис. 4–6.

ПРОГРАММНЫЙ КОМПЛЕКС «РТП 3»

Программный комплекс «РТП 3» [8] предназначен для расчета режимных параметров, технических потерь мощности и электроэнергии, нормативных технологических потерь электроэнергии в электрических сетях 0,4–220 кВ, расчета допустимых и фактических небалансов, количества неучтенной электроэнергии в сети.

«РТП 3» состоит из трех модулей: РТП 3.1, РТП 3.2 и РТП 3.3.

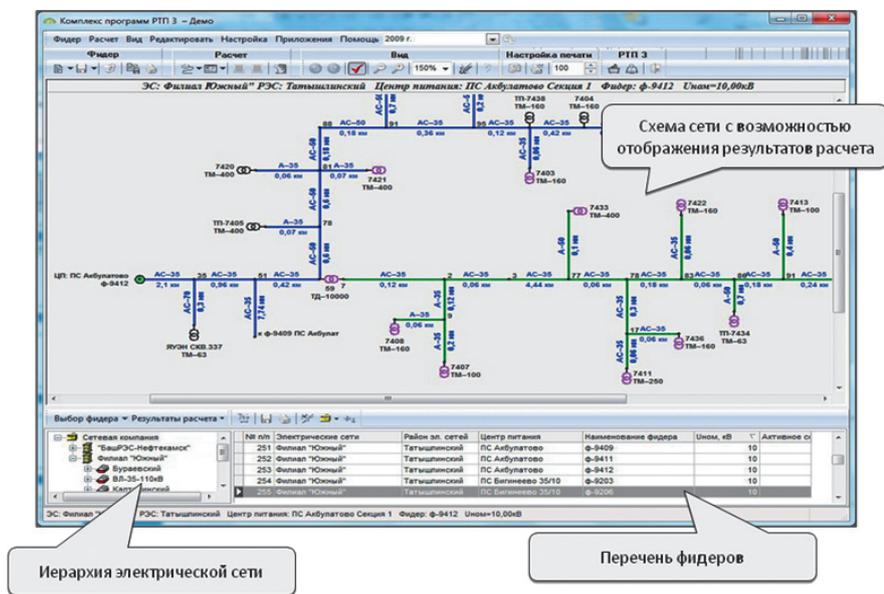


Рис. 7. Форма представления схемы электрической сети 10 кВ в ПТК «РТП 3»

The screenshot shows the "Норматив потерь электроэнергии" (Normative energy losses) window. It contains a detailed table with columns for "Наименование структурной составляющей" (Structural component name), "ВН" (kV), "СН I" (kV), "СН II" (kV), and "НН" (kV). Each column has sub-columns for "тыс. кВт·ч" (thousand kWh) and "% от отпуска" (% of release). The table lists various components like "Отпуск электроэнергии в сеть" (Energy release to the network), "Условно постоянные потери" (Conditionally constant losses), "Холостой ход фидера" (Feeder no-load), "Корона в ВЛ" (Corona in overhead lines), "Потери от токов утечки" (Losses from leakage currents), "Потери в КЛ" (Losses in cables), "ИТ" (IT), "СППС" (SPPS), "Счетчики" (Meters), "Шунтирующие реакторы" (Shunt reactors), "Вспомогательная разделение" (Auxiliary division), "ОПН" (OPN), "УВЭЧ" (UVECh), "Компьютеризация устройств" (Device computerization), "Расход электроэнергии на собственные нужды" (Energy consumption for own needs), "Переменные потери" (Variable losses), "Трансформаторы" (Transformers), "Линии" (Lines), "ТПР" (TPR), "Суммарные технические потери" (Total technical losses), "Метрологическая составляющая потерь" (Metrological component of losses), and "Суммарные потери" (Total losses).

Рис. 8. Отчетная форма результатов расчета норматива потерь электроэнергии

Модуль РТП 3.1 позволяет решать следующие задачи:

- расчет установившегося режима с определением токов и потоков мощности в ветвях, уровней напряжения в узлах, коэффициентов загрузки линий и трансформаторов в электрических сетях 6(10), 35, 110, 220 кВ;
- расчет потерь мощности и электроэнергии в электрических сетях 6 (10), 35, 110, 220 кВ;
- расчет потерь электроэнергии за год с распределением их значений по месяцам в замкнутых сетях методом

- характерных суток с использованием результатов расчетов режимов программного комплекса «RastrWin»;
- расчет двухфазных и трехфазных токов короткого замыкания в разомкнутых электрических сетях 6(10), 35, 110, 220 кВ;
- оценка режимных последствий оперативных переключений в ремонтных и послеаварийных режимах распределительных сетей;
- расчет потерь электроэнергии в доломном оборудовании: в приборах учета (измерительных трансфор-

маторах тока и напряжения, счетчиках прямого включения), в вентильных разрядниках, шунтирующих реакторах, синхронных компенсаторах, в ограничителях перенапряжений, в устройствах присоединения ВЧ-связи, в соединительных проводах и шинах подстанций;

- расчет потерь электроэнергии на корону и от токов утечки по изоляторам воздушных линий;
- расчет потерь в изоляции кабельных линий;
- формирование сводной таблицы норматива потерь электроэнергии по ступеням напряжения с разбивкой на структурные составляющие технологических потерь и структурные подразделения сетевой компании;
- формирование отчетных таблиц в соответствии с требованиями действующего «Порядка расчета и обоснования нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям».

Модуль РТП 3.2 предназначен для расчета:

- установившегося режима с определением токов и потоков мощности в ветвях, уровней напряжения в узлах, коэффициентов загрузки линий в электрических сетях 0,4 кВ (с учетом электрической схемы сети, несимметричной нагрузки фаз и неполнофазного исполнения участков);
- потерь мощности и электроэнергии в электрических сетях 0,4 кВ (с учетом электрической схемы сети, несимметричной нагрузки фаз и неполнофазного исполнения участков);
- потерь мощности и электроэнергии в электрических сетях 0,4 кВ без ввода схем (по обобщенным параметрам или по потере напряжения).

С помощью модуля РТП 3.3 имеется возможность ведения баз данных по потреблению электроэнергии абонентами с привязкой их точек учета к схеме сети и расчета допустимого, фактического небалансов и количества неучтенной электроэнергии в разомкнутых электрических сетях с учетом фактического потребления присоединенных абонентов к узлам сети и допустимой метрологической составляющей потерь электроэнергии.

Некоторые экранные формы «РТП 3» представлены на рис. 7–8.

В результате объединения программных комплексов SCADA «ЭНТЕК» и

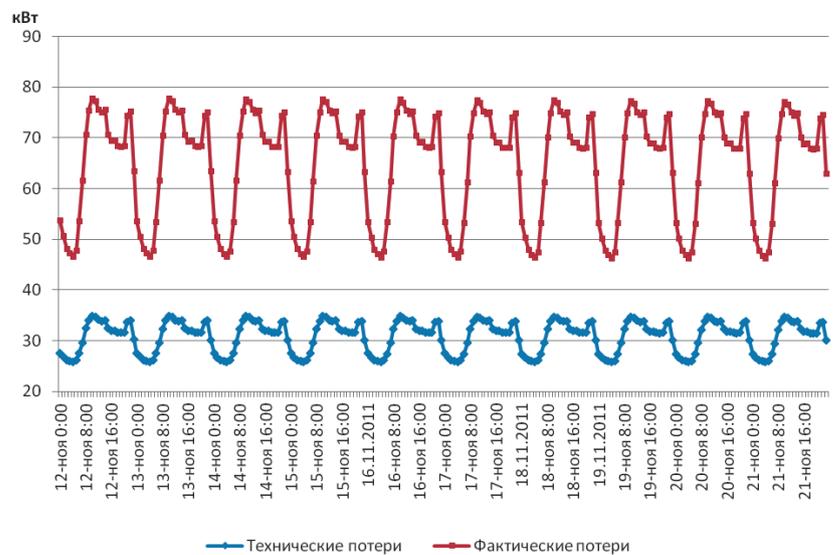
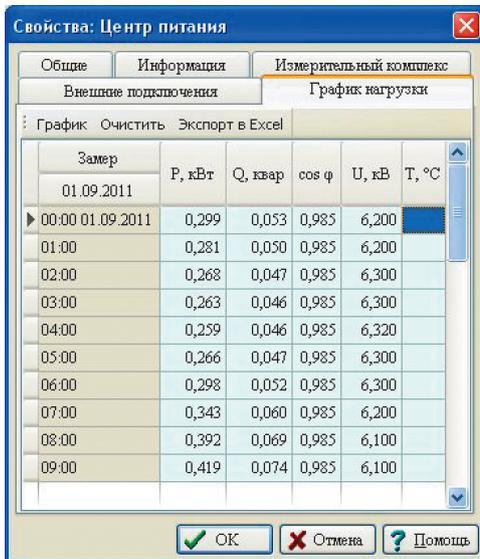


Рис. 9. Почасовой график мощности центра питания 6 кВ

«РТП 3» появилась возможность по данным АИИС КУЭ проводить почасовые расчеты режимов, потерь мощности и электроэнергии в электрических сетях 6–10 кВ, контролировать графики нагрузки участков электрических сетей, динамику фактических и технических потерь электроэнергии. Примеры экранных форм результатов расчета по данным Западных электрических сетей ОАО «МОЭСК» представлены на рис. 9 и 10.

Как видно из рис. 9, при расчете нагрузочных потерь мощности в линиях комплексом программ учитывается температура провода, которая зависит от температуры окружающего воздуха, скорости ветра и протекающего по линии тока. Чем выше температура провода, тем больше его активное сопротивление, тем больше абсолютные потери мощности в проводе при прочих равных условиях. В настоящее время разработаны и уже практически используются в ряде электросетевых компаний датчики температуры проводов, которые могут интегрироваться в автоматизированную систему диспетчерского управления и обеспечивать оперативный контроль температуры провода, загрузки линии в нормальных, ремонтных и послеаварийных режимах.

ПРОГРАММНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС УПРАВЛЕНИЯ АКТИВАМИ

Программно-технический комплекс управления активами – развитая информационная и расчетно-аналитическая система, позволяющая

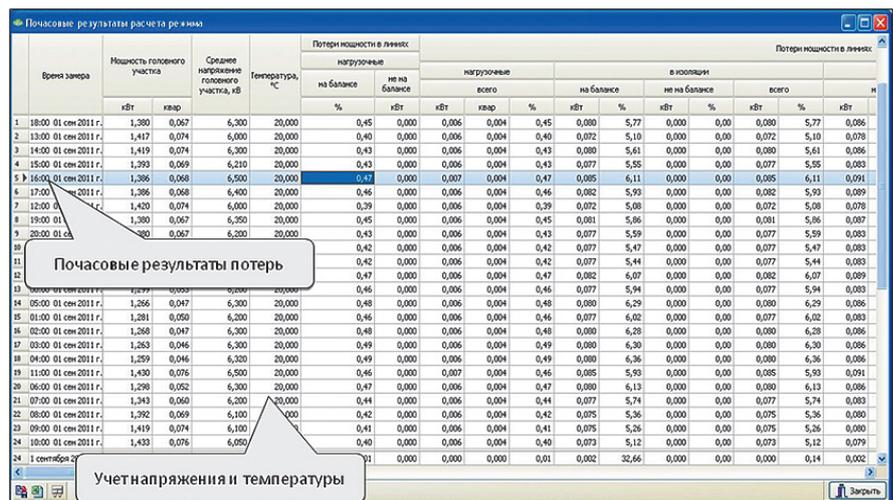


Рис. 10. Результаты почасового расчета потерь мощности в линиях 6 кВ

решать достаточно широкий круг задач, в том числе:

- информационные задачи паспортизации электрических сетей с возможностью визуализации паспортов и параметров оборудования на электронных картах (ГИС-паспортизация);
- весь перечень стандартных пространственных запросов к графическим и атрибутивным данным, схемным, режимным и стоимостным параметрам электрических сетей;
- задачи эксплуатационной деятельности в электрических сетях, а именно:

учет событий:

- фиксация отказов и повреждений оперативным персоналом;
- определение места повреждения и проведение его анализа;

- фиксация проведения аварийного ремонта;
- фиксация испытания и измерения;
- фиксация ввода в работу;
- планирование:**
 - планирование обходов оборудования;
 - планирование технического обслуживания и ремонтов оборудования;
 - подготовка технической документации для производства работ (печать однолинейных схем, паспортов оборудования, топографических карт с нанесенными на них электро-техническими объектами и зоной производства работ);
- анализ:**
 - анализ сети – инструмент, встроенный в систему;

Таблица 1. Оценки эффективности внедрения ПТК

№ п/п	Составляющие технико-экономической эффективности	Среднее значение экономии, % от традиционных затрат
1.	Сокращение затрат на выполнение рутинной работы по подготовке справок о состоянии оборудования, конкурсной документации и т.п.	до 20 %
2.	Снижение затрат на ремонт оборудования в результате повышения его эксплуатационной готовности, уменьшения количества аварийных работ, простоев оборудования.	до 20 %
3.	Снижение технологических потерь электроэнергии	3–4 % (по минимальным оценкам)
4.	Сокращение ущерба при нарушении электроснабжения потребителей за счет уменьшения числа и длительности отключений	до 50 %
5.	Сокращение затрат на электросетевое строительство – развитие, реконструкцию и модернизацию электрических сетей	до 5 %

- формирование выборок, справок и отчетов по результатам;
- анализ паспортных и эксплуатационных данных и их совокупности;

генерация выходных форм и отчетов:

- по разным периодам и разным выборкам данных;
- представление результатов анализа на карте, в виде диаграммы, в виде таблицы;

сервис для выездных бригад:

- оперативный доступ к системе с места проведения работ;
- документирование изменений по месту производства работ.

■ информационное и расчетно-аналитическое обеспечение управления присоединениями к электрической сети потребителей с целью сокращения сроков и уменьшения стоимости подключения:

- подготовка технических решений и требований по подключению потребителей в условиях дефицита мощности и пропускной способности электрических сетей;
- оценка вариантов развития, модернизации и технического перевооружения электрических сетей.

Перечисленные функциональные возможности рассмотренных ПТК, их объединение обеспечивает достижение и решение поставленных в начале статьи целей и задач и, по существу, решает большую часть задач системы управления электросетевыми активами.

Дополнительные возможности открываются с подключением к программно-техническому комплексу автоматизированной системы сбора и обработки данных по электропотреблению физических и юридических лиц. Такое подключение (рис. 3), позволяет:

- «подключить» к базе данных потребителей и потребление электроэнер-

гии к электрической сети (узлу сети и фидеру 0,4 кВ, ТП 6–10/0,4 кВ, фидеру 6–10 кВ и центру питания 35–220 кВ);

- достоверно рассчитывать балансы электроэнергии по электрическим сетям 0,4 кВ, ТП 6–10/0,4 кВ фидерам и центрам питания;
- достоверно оценивать уровень технологических и коммерческих потерь с визуальным представлением результатов расчета небалансов электроэнергии на схеме и электронной карте местности;
- обеспечить прозрачность расчетов балансов и потерь;
- оперативно осуществлять выявление, локализацию и ликвидацию мест бездоговорного и безучетного потребления электроэнергии и, в конечном счете, обеспечивать снижение потерь электроэнергии в электрических сетях.

Очевидно, что адаптация такого интегрированного программно-технического комплекса к особенностям и задачам конкретного электросетевого предприятия, создание соответствующей базы данных, актуализация и развитие этой базы и ее эффективное использование для решения практических задач – дело долгосрочное, требующее достаточно высокой квалификации персонала и четкой организации работы. Поэтому принятие решения о внедрении ПТК должно основываться на четком плане организационного и структурного изменения работы персонала предприятия, принятии должностных инструкций и проведении курсов повышения квалификации персонала. Выполнение работ по внедрению должно сопровождаться контролем экономической эффективности внедрения системы в

целом и эффективности работы каждого модуля в отдельности. В таблице 1 приведены укрупненные оценки эффективности внедрения ПТК.

Расчеты показывают, что срок окупаемости затрат на внедрение ПТК для различных электрических сетей находится в пределах 2,5–5 лет. Этот срок значительно меньше срока окупаемости отдельных систем, выполняющих лишь часть описанных функций.

Наряду с вышеприведенными показателями эффективности, которые уже получили количественную оценку в ходе внедрения отдельных программ ПТК, имеется также ряд параметров, которые повышают качество эксплуатации сети, оперативность и точность информирования руководящего персонала о текущем состоянии, качестве, потерях, отключениях потребителей, накопление объективной статистики для их прогнозирования и, безусловно, дают экономический эффект, однако количественная экономическая оценка зависит от многих факторов и, прежде всего, от квалификации персонала обслуживающего систему, четкой и слаженной работы служб эксплуатирующих ПТК. Получить устойчивую оценку годовой экономии от внедрения возможно только в ходе эксплуатации ПТК в течение нескольких лет.

Модульная структура ПТК и наличие в нем клиентского модуля, обеспечивающего доступ к информации об энергопотреблении через интернет, позволяет предлагать потребителям дополнительные услуги. Например, при проведении плановых и аварийных отключений через SAP отключаемые потребители могут предварительно уведомляться о дате, времени и продолжительности отключений. Эти параметры существенно влияют на взаимоотношения с потребителями и на существенное улучшение качества обслуживания потребителей.

Для каждого потребителя и в целом по компании определяются годовые показатели надежности, например, средняя длительность отключения, среднее число отключений, средний недоотпуск электроэнергии, и др.

Мониторинг обесточений и оповещение о проведении ремонтных работ ПТК позволяет осуществлять контроль выполнения договорных обязательств с потребителями. Эти параметры позволяют усовершенствовать договор-

ные обязательства, снизить риски штрафных санкций, повысить надежность и бесперебойность снабжения потребителей.

В дополнение к сбору данных в SCADA-системе, система управления эксплуатацией и ремонтами ПТК помогает актуализировать информацию о текущем состоянии электрической сети и производственных активов. Это особенно важно для тех объектов, которые не оборудованы телемеханикой. Таким образом, система управления активами позволяет обеспечить оценку актуального состояния электрической распределительной сети, где, как правило, около 80% данных об измерениях и сигнализации недоступны для системы SCADA.

ИННОВАЦИИ И НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ, ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ В ПТК

К инновационным модулям в ПТК можно отнести:

- управление наружным светодиодным освещением с возможностью сценариев и диммирования, что значительно повышает эффективность внедрения освещения и уменьшает срок окупаемости. Использование системы управления освещением в интеграции с ПТК дает ряд дополнительных преимуществ:

- автоматизированный учет электроэнергии расходуемой на освещение;
- контроль энергоэффективности освещения;
- контроль максимально эффективных сценариев управления освещением;
- снижение затрат на обучение персонала;
- уменьшение фонда оплаты труда с одновременным ростом квалификации персонала за счет использования единого ПТК;

- управление мелкомоторными потребителями:

- контроль мощности потребителя с возможностью распределения мощности по сценариям;
- управление встроенными реле в счетчиках потребителей в зависимости от их договорных нагрузок, с учетом пиковых нагрузок в сети;

- управление ВИЭ с учетом нагрузок в сети и возможностью прогнозирования генерации.

Вышеперечисленные дополнительные модули могут в зависимости от потребности изменяться и дополняться новыми решениями. Структура ПТК и использование SCADA и АИИС позволят гибко настраивать алгоритмы работы как системы в целом, так и ее индивидуальных модулей.

Так, при появлении большого количества электромобилей возникнет необходимость в управлении регулируемым спросом на электроэнергию. Такое решение уже разрабатывается совместно с Инкотекс. Счетчик, делающий заявки в центр нагрузки и планирующий лимит энергии для зарядной станции с учетом общих заявок и приоритета, списывающий с лимита, зарегистрированного в системе потребителя определенную сумму денег – это разработка ближайших дней и его появление сдерживается только отсутствием самих электромобилей. Новости автопроизводителей о запуске в серийное производство городских электромобилей дают право предположить, что такое решение станет востребованным в ближайшем будущем.

ВЫВОДЫ

1. Эффективное управление эксплуатацией и развитием распределительных электрических сетей – комплексная задача повышения надежности, качества электроснабжения потребителей и снижения потерь электроэнергии в электрических сетях до технико-экономически обоснованного уровня.

2. Интеграция программно-технических комплексов SCADA DMS, АИИС КУЭ, автоматизированных систем расчета и анализа режимов работы электрических сетей, потерь электроэнергии в них, управления технологическими активами и расчета потребленной электроэнергии позволяет повысить точность, оперативность и обоснованность расчета режимов электрических сетей, потерь мощности и электроэнергии в них, локализовать места систематических перегрузок, более обоснованно планировать выполненные ремонтных и эксплуатационных работ, а также работ по модернизации и реконструкции электросетевого оборудования.

ЛИТЕРАТУРА

1. Государственная программа Российской Федерации «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности на период до 2020 года». Утверждена Распоряжением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2010 г. № 2446-р.

2. Федеральный закон Российской Федерации от 23 ноября 2009 г. № 261-ФЗ «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».

3. Постановление Правительства Российской Федерации от 15 мая 2010 г. № 340 «О правилах установления требований к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности».

4. Приказ Министерства энергетики РФ от 30 декабря 2008 г. № 326 «Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям» (с изменениями от 1 февраля 2010 г.).

5. Кононов Ю.Г., Пейзель В.М. Интеграция баз данных энергосбытовых и распределительных сетевых компаний для мониторинга потерь энергии, Автоматизированные системы и комплексы, 2007, № 2 (14).

6. Черемисин Н.М., Мирошник А.А. Расчет потерь электроэнергии в реальном времени в электрических сетях 0,38 кВ с использованием АСКУЭ и PLC-технологий. Электрические станции, 2010, № 12.

7. Севостьянов А.В. Цифровое информационное пространство управления распределением электроэнергии, Автоматизация и ИТ в энергетике, 2010, № 11(16).

8. Воронницкий В.Э., Заслонов С.В., Калинкина М.А. Комплекс программ для расчета балансов электроэнергии в распределительных электрических сетях. Научная конференция «Энергосистема: управление, качество, безопасность», Екатеринбург, 2001.

9. Севостьянов А.В. Цифровое информационное пространство управления распределением электроэнергии (часть 2), Автоматизация и ИТ в энергетике, 2011, № 1(18).