



**Воротницкий Валерий Эдуардович**

Главный научный сотрудник АО «НТЦ ФСК ЕЭС», доктор технических наук, профессор, действительный член Академии электротехнических наук РФ, Заслуженный работник ЕЭС России, Почётный энергетик Минэнерго России.

Автор более 200 публикаций, в том числе 7 книг, по вопросам энергосбережения и повышения энергоэффективности в электросетях.



**Заслонов Сергей Викторович**

Генеральный директор ООО «Энергоэкспертсервис», ведущий программист. Соавтор около 10 публикаций в научных журналах и более 20 докладов на семинарах и конференциях по направлению расчет и нормирование потерь электроэнергии.



**Калинкина Маргарита Анатольевна**

Начальник отдела энергоэффективных технологий в ЭСХ АО «НТЦ ФСК ЕЭС».

Кандидат технических наук, член Комиссии Министерства энергетики РФ по утверждению нормативов потерь электроэнергии.

Автор и соавтор более 30 публикаций в научных и отраслевых журналах и более 30 докладов на семинарах и конференциях по направлению расчет, нормирование и снижение потерь электроэнергии и повышение энергетической эффективности.



**Севостьянов Алексей Владимирович**

Технический директор ООО «ЭНТЕЛС»

Ведущий специалист в области разработки и поставки программно-аппаратных комплексов для энергетики и ЖКХ, внедрению систем автоматизации в различных областях промышленности, энергетики и жилищно-коммунальном хозяйстве.

## **3.2. Автоматизированная система оперативного мониторинга потерь и качества электроэнергии в электрических сетях**

### **1. Задачи, решаемые автоматизированной системой оперативного мониторинга**

Задачи мониторинга должны охватывать все объекты транспорта электроэнергии и мощности с целью получения полной картины баланса электроэнергии на этапах ее распределения, передачи и потребления,

включая балансы по объектам, уровням напряжения, секциям шин и собственным нуждам.

Задачи мониторинга потерь электроэнергии и качества электроэнергии могут быть решены на базе единой системы.

Целевыми задачами мониторинга потерь электроэнергии являются:

- мониторинг параметров режимов электропотребления в точках поставки на границе балансовой принадлежности (ГБП) с потребителями, а также в точках технического учета электроэнергии в электрической сети в оперативном режиме, на основе информации, получаемой в темпе процесса с установленных на присоединениях подстанций средств измерений всех видов;
- оперативный контроль текущего уровня фактических потерь при транспорте электроэнергии на участках сети, которые обеспечены средствами измерений и/или учета электроэнергии;
- повышение точности и обоснованности результатов расчетов структурных составляющих балансов электроэнергии, технических и нетехнических потерь электроэнергии в сетях, в соответствии с уровнем обеспеченности их средствами измерений и/или учета электроэнергии;
- выявление мест и анализ причин повышенных технических и нетехнических потерь мощности и электроэнергии в сетях в целях принятия оперативных мер по их снижению;
- повышение качества исходной информации для планирования и реализации организационных и технических мероприятий по снижению технических и нетехнических потерь электроэнергии в электрических сетях;
- повышение эффективности использования технологической информации, предоставляемой средствами автоматизации для целей мониторинга, коммерческого и технического учета электроэнергии в сетях;
- переход от контроля уровня потерь в электрической сети в целом к определению объекта с очагом потерь;

- формирование «карты потерь электроэнергии» на основе непрерывных расчетов технических потерь и формирования балансов электроэнергии с автоматическим оформлением результатов контроля.

Целевыми задачами мониторинга качества электроэнергии являются [1-2]:

- мониторинг текущего состояния качества передаваемой электроэнергии, выявление проблемных участков и анализа причин отклонения показателей качества электроэнергии;

- принятие технических и инвестиционных решений при подключении новых потребителей и разработке программ по модернизации и развитию сетей;

- переход от контроля качества электрической энергии в отдельной точке присоединения, к контролю и анализу в масштабах энергорайона;

- выявление «виновников» и определение степени их влияния на ухудшение качества электроэнергии;

- формирование «карты качества электроэнергии» на основе непрерывных измерений с автоматическим оформлением результатов контроля;

- автоматизированное выявление нарушений нормативов на качество электроэнергии и причин данных нарушений;

- разработка оперативных и перспективных мероприятий по повышению качества электроэнергии в сети;

- объективное и конструктивное взаимодействие с потребителями по вопросам качества электроэнергии;

- разработка (актуализация) нормативно-правовой базы электроэнергетики России, направленной на повышение качества электроэнергии.

Для решения целевых задач мониторинга должна быть разработана соответствующая автоматизированная система (далее – Система мониторинга).

Система мониторинга предназначена для автоматизации решения в оперативном цикле управления сетевым комплексом заданного перечня задач по выявлению и локализации объектов и участков электрической сети 0,4-220 кВ с уровнем фактических, технических и нетехнических потерь электроэнергии выше предварительно заданных нормируемых значений на основе выполнения регулярных расчетов по определению и анализу основных структурных составляющих потерь, с ненормативными показателями качества электроэнергии. Система мониторинга должна обеспечивать выполнение комплекса функций по сбору, верификации, синхронизации по времени, хранению, обработке, анализу, отображению и приему-передаче информации, требуемой для решения комплекса задач.

Источниками информации для Системы мониторинга должны являться уже эксплуатируемые в подразделениях сетевых компаний информационно-технологические автоматизированные системы и специализированные программно-технические комплексы (ПТК), в которых хранятся и обрабатываются измеренные и расчетные данные о значениях контролируемых параметров режима сети и электропотребления, собираемые с устройств телемеханики, терминалов микропроцессорной релейной защиты и автоматики, приборов учета электроэнергии, устройств контроля показателей качества электроэнергии, которые установлены и введены в эксплуатацию на объектах электрической сети 220–0,4 кВ. Приоритетными источниками информации должны быть интеллектуальные приборы учета, уже включенные в систему автоматизации сетевого предприятия.

Формирование системы мониторинга невозможно без использования современных средств измерения. Основными элементами для мониторинга потерь и показателей качества является интеллектуальный прибор учета, который передает необходимый набор телеметрических данных для контроля

потерь, расчета, мониторинга балансов, выявления аварийных событий на объектах (отключение счетчика, воздействие на счетчик, нарушение параметров и характеристик в режимах электроснабжения). Любые средства измерения не подходят для задач учета, необходим набор информационных данных, работающий в требуемом классе точности, в едином формате расчетов и синхронизированный в системе единого времени.

Система мониторинга должна обеспечивать автоматизацию бизнес-процессов и информационную поддержку принятия управленческих решений персоналом профильных структурных подразделений филиалов и исполнительного аппарата сетевых компаний, которые участвуют в решении задач планирования, расчета, анализа и осуществления мероприятий по снижению технических и нетехнических потерь электроэнергии по следующим направлениям производственно-технологической деятельности:

- ✓ ведение оперативного информационного массива учетных показателей, участвующих в расчетах для контроля нормируемых величин, с привязкой их к объектам и элементам информационной модели электрической сети;

- ✓ выявление и локализация объектов, участков и зон контролируемой сети 220–0,4 кВ, в которых структурные составляющие технических и нетехнических потерь электроэнергии выше заданных нормируемых значений;

- ✓ оперативная регистрация и уведомление персонала о возникающих очагах потерь, корректировка планов работы оперативного персонала по их устранению;

- ✓ планирование работ и формирование адресных маршрутов по выявлению бездоговорного и/или безучетного потребления электроэнергии в сетях Общества;

- ✓ планирование работ и формирование адресных маршрутов по проверке работы установленных на ПС, РП, ТП приборов коммерческого или

технического учета электроэнергии при выявлении фактов недостоверности учетных данных;

✓ формирование адресных заданий техническим службам ПЭС/РЭС на проверку технического состояния и/или режима работы силового оборудования, установленного в зонах и участках сети, в которых уровень технических потерь систематически превышает допустимое значение;

✓ планирование организационных и технических мероприятий, направленных на повышение эффективности оказания услуг по передаче электроэнергии по электрическим сетям, а также оценка технико-экономического эффекта от их реализации.

Особенно важным является оперативность выявления возникающих очагов потерь. Для этого необходимо, чтобы Система мониторинга выдавала на схему сети в режиме on-line сигналы о возникновении очагов потерь (например, превышение фактических небалансов над допустимым их значением, недопустимая загрузка трансформаторов, отключение или некорректная работа средств измерения и прочее) и отклонения режимных параметров от их значений в нормальных режимах. На их основании необходимо формировать пакет управляющих воздействий, которые должны в оперативном режиме выявлять и устранять эти очаги потерь. В большинстве случаев при выявлении отклонений на более позднем периоде, например, в конце месяца, задача поиска нарушения теряет свою актуальность.

Реализация указанных выше требований позволит персоналу сетевых компаний в границах своей территориальной ответственности осуществлять:

- анализ данных по транспорту и отпуску электроэнергии в сеть;
- мониторинг результатов расчета потерь электрической энергии на основе данных средств измерений;

- мониторинг режимных параметров электрической сети с точки зрения минимизации потерь электрической энергии;
- контроль ограничения электроснабжения потребителей и ведение реестра проблемных абонентов, задерживающих оплату за электроэнергию;
- контроль актуальности расчетных схем сети и исходных данных для расчета режимов и потерь в сети;
- выдачу предписаний на выполнение мероприятий по ликвидации «очагов» потерь электрической энергии;
- контроль за выполнением мероприятий по снижению потерь электрической энергии с оценкой эффективности их внедрения.

Можно сказать, что Система мониторинга – это осуществление организации обмена необходимой информацией между базами данных (БД) двух и более программно-технических комплексов (ПТК), систем визуализации, систем сбора и хранения данных.

Описанная Система мониторинга, как это было сказано выше, должна создаваться на базе уже эксплуатируемых в сетевой компании ПТК, систем визуализации и хранения данных.

В настоящее время в ПАО «ФСК ЕЭС» для ЕНЭС в рамках пилотного объекта внедрена Система мониторинга на 4 предприятиях МЭС – Хабаровское, Амурское, Забайкальское, Красноярское [1-2], уже сейчас позволяющая осуществлять сбор, обработку, хранение и представление результатов, в т.ч.:

- формирование стандартных протоколов контроля КЭ;
- расчет статистических характеристик измеренных параметров;
- приведение измеренных параметров к единому базовому напряжению;
- расчет суммарных векторов токов гармоник и симметричных составляющих;

- расчет эквивалентных токов гармоник и симметричных составляющих;
- оценка закономерностей регулирования напряжения;
- сопоставление событий по КЭ с изменениями схемы и режимов работы сети (по данным ОИК);
- расчет энергий искажений.

Для распределительного комплекса в первую очередь сегодня необходимо осуществлять сбор, обработку и анализ:

- отклонения напряжения от его номинального значения для сети 0,4 и 6(10) кВ;
- потерь напряжения в узлах сети 0,4 и 6(10) кВ.

К сбору и анализу остальных показателей качества необходимо приступить в дальнейшем.

## **2. Описание Системы мониторинга оперативного мониторинга уровня потерь и показателей качества электроэнергии**

В настоящей статье рассмотрена Система мониторинга для распределительного сетевого комплекса, организованная на базе:

- ✓ системы сбора, хранения и обработки данных «SCADA система ЭНТЕК»;
- ✓ ПТК «РТП 3» для расчета, анализа и снижения потерь электроэнергии;
- ✓ цифровых приборов учета;
- ✓ контроллеров "УСПД ЭНТЕК".



## «SCADA система ЭНТЕК»

«SCADA система ЭНТЕК» [3] — система для АСКУЭ, телемеханики, АСУ ТП, MES, задач учета и диспетчеризации объектов энергетики, промышленности, ЖКХ и зданий.

В системе реализованы средства и методы разработки проектов, обеспечивающие сокращение трудозатрат и повышение надежности создаваемой системы. Система легко масштабируется до проектов, исчисляющих число объектов автоматизации сотнями и тысячами.

«SCADA система ЭНТЕК» охватывает цикл разработки проектов автоматизации от технологического программирования микропроцессорных контроллеров до создания рабочих мест верхнего уровня различной специализации. Открытые интерфейсы коммуникации, такие как OPC DA и МЭК 60870–5-101/104, использование баз данных SQL позволяют легко осуществлять двунаправленную передачу информации между «SCADA системой ЭНТЕК» и приложениями сторонних производителей.

Основные функции:

- сбор и регистрация первичной информации о ходе технологического процесса;
- обработка информации по алгоритмам пользователя;
- предоставление информации в виде мнемосхем технологического процесса;
- оперативное, диспетчерское управление;
- ведение истории технологического процесса;
- просмотр и анализ хода технологического процесса;
- формирование отчетной документации;
- экспорт оперативной и исторической информации в WEB;
- сигнализация и регистрация событий и нарушений в ходе технологического процесса;
- регистрация всех действий операторов;

– механизм настройки прав пользователей.

Основные особенности системы:

✓ Получение данных от контроллеров диспетчеризации, телемеханики и учета (КП – контролируемый пункт) происходит с использованием стандартных протоколов телемеханики МЭК 870-5-101/104. Также возможно получение данных от внешних источников по стандарту OPC DA.

✓ «SCADA система ЭНТЕК» является полноценным инструментом для проведения полного цикла работ по настройке сбора данных и управлению, заданию алгоритмов обработки, формированию сигналов тревог, настройке баз данных истории, формированию технологических и оперативных схем отображения информации. При этом не требуются знания и квалификация программиста, все работы могут быть проведены специалистом уровня инженера АСУ. Для разработки пользовательского интерфейса имеется большая библиотека готовых тематических объектов для отображения оперативной и исторической информации – электрические аппараты, тренды телеизмерений, а также объектов общего характера – изображения, фигуры, графики, кнопки и пр.

✓ Сервер сбора данных «SCADA системы ЭНТЕК» является одновременно шлюзом протокола МЭК 870-5-104, и предоставляет возможность транспорта данных телемеханики и телеуправления от нижнего уровня (уровня КП и ДП РЭС) в систему телемеханики верхнего уровня (ДП ПЭС). Таким образом, возможно создание распределенных и иерархических систем телемеханики с организацией двустороннего обмена телеинформацией и выдачей транзитных команд телеуправления. Дополнительно для интеграции с классическими системами АСУ ТП сервер «ЭНТЕК» может выступать в качестве источника данных по стандарту OPC DA.

✓ Клиент-серверная архитектура взаимодействия модулей «SCADA системы ЭНТЕК» позволяет в рамках локальной сети предприятия создавать серверные станции и автоматизированные рабочие места пользователей в любой комбинации. В качестве транспортного протокола используется протокол TCP/IP. Типовая схема организации станций: один АРМ сервера телемеханики, в небольших проектах совмещенный с рабочим местом диспетчера, и любое число клиентских рабочих станций – главного инженера, начальника, службы учета и пр. Имеется механизм разграничения прав пользователей для обеспечения защиты функций редактирования и управления.

### **Программный комплекс РТП 3**

Программный комплекс РТП 3 (далее – РТП 3) предназначен: для расчета режимных параметров, технических потерь мощности и электроэнергии; обоснования нормативных потерь электроэнергии в электрических сетях 0,4 – 220 кВ; для расчета допустимых и фактических небалансов, количества неучтенной электроэнергии в сети; расчета эффективности некоторых мероприятий по снижению потерь [4]. РТП 3 соответствует требованиям действующих нормативных документов [5], что подтверждается соответствующим сертификатом.

РТП 3 используется для решения следующих задач в электрических сетях 0,4-220 кВ:

- расчет установившегося режима с определением токов и потоков мощности в ветвях, уровней напряжения в узлах, коэффициентов загрузки линий и трансформаторов в разомкнутых и замкнутых электрических сетях;
- расчет потерь мощности и электроэнергии в разомкнутых и замкнутых электрических сетях;
- расчет потерь электроэнергии за любой расчетный период в зависимости от имеющейся исходной информации: средних нагрузок,

наибольших потерь мощности и оперативных расчетов, по обобщенной информации - для сетей 0,4 кВ;

- расчет потерь электроэнергии за год с распределением их значений по месяцам в замкнутых сетях методом характерных суток;
- оценка режимных последствий оперативных переключений в ремонтных и послеаварийных режимах электрических сетей;
- расчет потерь электроэнергии в дополнительном оборудовании: в приборах учета (измерительных трансформаторах 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 сборных шинах подстанций;
- расчет потерь электроэнергии на корону и от токов утечки по изоляторам воздушных линий;
- расчет потерь электроэнергии в изоляции кабельных линий;
- формирование сводной таблицы норматива потерь электроэнергии по уровням напряжения с делением на структурные составляющие технологических потерь по каждому структурному подразделению сетевой компании;
- формирование баланса мощности и электроэнергии по электрической сети с учетом балансовой принадлежности элементов (определение приема электроэнергии в сеть, отдачи электроэнергии из сети, отпуска электроэнергии в сеть, фактических и технических потерь электроэнергии, трансформации электроэнергии в сеть смежного напряжения, потребленной электроэнергии);
- расчет допустимого и фактического небалансов и количества неучтенной электроэнергии в электрических сетях с учетом допустимой метрологической составляющей потерь электроэнергии (используются показания приборов учета, фиксирующие прием электроэнергии в сеть,

передачу электроэнергии в собственную электрическую сеть смежных уровней напряжения и по границе балансовой принадлежности);

- расчет снижения потерь мощности и электроэнергии от внедрения мероприятий по замене проводов, кабелей и силовых трансформаторов, вводу в работу батарей статических компенсаторов, разукрупнению электрических сетей (используется соответствующее моделирование электрических сетей);

- формирование отчетных таблиц в соответствии с требованиями действующих нормативных документов.

По результатам использования РТП 3 в действующих электрических сетях проводится постоянная работа по совершенствованию его сервисных возможностей. В настоящее время в программном комплексе предусмотрены:

- предоставление пользователю на выбор нескольких методов расчета нормативных технологических потерь электроэнергии – от оценочных расчетов до поэлементных, в зависимости от имеющейся исходной информации;

- расчеты режимных параметров электрической сети по данным измерений нагрузок разных временных интервалов – от получаса до года;

- подготовка по результатам расчета выходных форм отчетности для обоснования нормативов и целевых показателей технологических потерь электроэнергии;

- прозрачность и наглядность использования исходных данных для расчета и анализа полученных результатов расчета;

- аналитическая проверка используемых исходных данных и полученных результатов расчета на корректность;

- оценка исходных данных и результатов расчета потерь на корректность и наличие недопустимых ошибок путем автоматического использования фильтров исходных данных и результатов расчета с установленными допустимыми их диапазонами;

- сравнительная оценка объема и состава оборудования сформированной базы данных для выполнения расчетов с объемом и составом оборудования структурных подразделений и сетевой компании в целом по данным официальной отчетности.

Для корректного формирования структурных составляющих баланса мощности и электроэнергии каждый элемент сети имеет соответствующую балансовую принадлежность (на балансе текущего структурного подразделения, на балансе смежного структурного подразделения, на балансе смежной сетевой организации, на балансе потребителя).

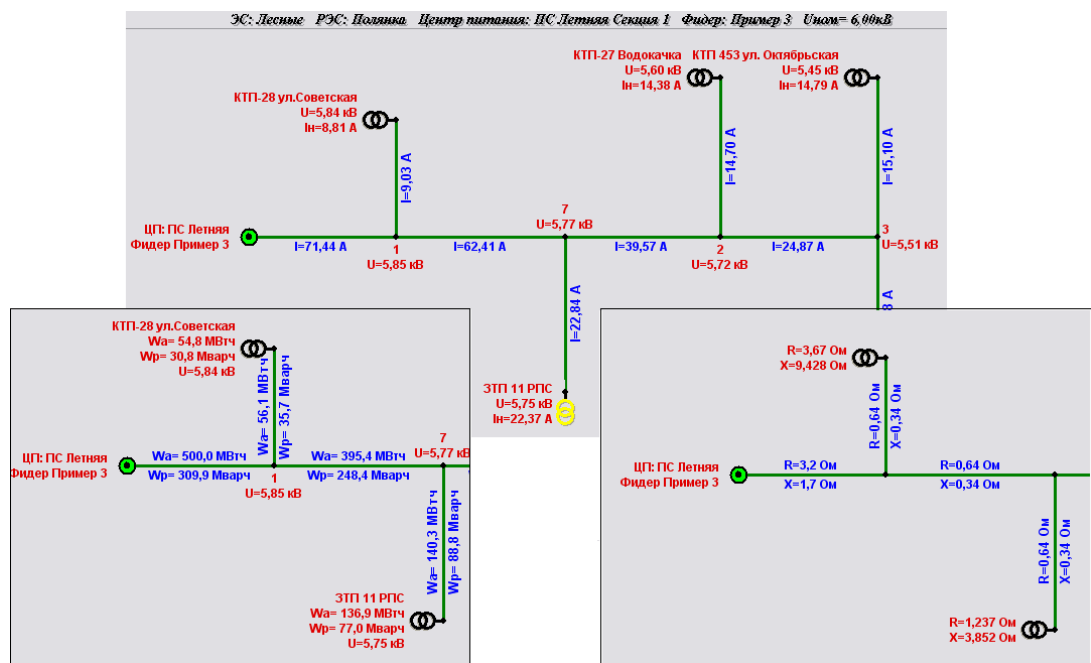


Рисунок 1 – Примеры экранных форм РТП 3 (схемы сети с результатами расчетов)

**Структура потерь электроэнергии**

АО-Энерго АО Расчетный период г.

**Структура потерь электроэнергии АО Расчетный период г.**

| Наименование структурных составляющих       | ВН            |              |             | СН I        |              |             | СН II       |              |             | НН          |              |             | Всего         |              |             |
|---|---------------|--------------|-------------|-------------|--------------|-------------|-------------|--------------|-------------|-------------|--------------|-------------|---------------|--------------|-------------|
|   | тыс. кВт·ч    | % от отпуска | % от потерь | тыс. кВт·ч  | % от отпуска | % от потерь | тыс. кВт·ч  | % от отпуска | % от потерь | тыс. кВт·ч  | % от отпуска | % от потерь | тыс. кВт·ч    | % от отпуска | % от потерь |
| Отпуск электроэнергии в сеть                | 1 054 514,257 |              |             | 274 090,290 |              |             | 399 726,088 |              |             | 269 715,608 |              |             | 1 084 887,990 |              |             |
| Условно-постоянные потери электроэнергии    | 11 066,811    | 1,06         | 49,02       | 6 248,586   | 2,28         | 41,13       | 11 451,074  | 2,86         | 59,28       | 1 225,416   | 0,45         | 5,82        | 29 991,887    | 2,76         | 38,38       |
| Колодчатый ход трансформаторов              | 8 074,260     | 0,77         | 35,76       | 4 992,966   | 1,82         | 32,86       | 8 963,569   | 2,24         | 46,40       |             |              |             | 22 030,816    | 2,03         | 28,19       |
| Корона в ВЛ                                 | 966,095       | 0,09         | 4,23        |             |              |             |             |              |             |             |              |             | 966,095       | 0,09         | 1,22        |
| Потери от токов утечки                      | 1 314,836     | 0,12         | 5,82        | 834,161     | 0,30         | 5,49        | 1 761,676   | 0,44         | 9,12        |             |              |             | 3 910,672     | 0,36         | 5,00        |
| Изоляция в КРП                              |               |              |             |             |              |             | 34,064      | 0,01         | 0,18        |             |              |             | 34,064        | 0,00         | 0,04        |
| ПТ  | 38,867        | 0,00         | 0,17        | 31,333      | 0,01         | 0,21        | 16,567      | 0,00         | 0,09        | 6,683       | 0,00         | 0,03        | 93,360        | 0,01         | 0,12        |
| ПН  | 458,333       | 0,04         | 2,03        | 266,400     | 0,10         | 1,75        | 239,400     | 0,06         | 1,24        |             |              |             | 964,133       | 0,09         | 1,23        |
| Счетчики                                    |               |              |             |             |              |             |             |              |             | 1 218,833   | 0,45         | 5,79        | 1 218,833     | 0,11         | 1,56        |
| Шунтирующие реакторы                        |               |              |             |             |              |             |             |              |             |             |              |             |               |              |             |
| СППС  | 154,000       | 0,01         | 0,68        | 99,000      | 0,04         | 0,65        | 420,085     | 0,11         | 2,17        |             |              |             | 673,085       | 0,06         | 0,86        |
| Выкатные разрядники                         | 59,400        | 0,01         | 0,26        | 22,932      | 0,01         | 0,15        | 15,603      | 0,00         | 0,08        |             |              |             | 97,935        | 0,01         | 0,13        |
| ОПН   | 1,980         | 0,00         | 0,01        | 0,273       | 0,00         | 0,00        | 0,011       | 0,00         | 0,00        |             |              |             | 2,264         | 0,00         | 0,00        |
| УПВЧ  | 9,020         | 0,00         | 0,04        | 1,520       | 0,00         | 0,01        | 0,100       | 0,00         | 0,00        |             |              |             | 10,640        | 0,00         | 0,01        |
| Компенсационные устройства                  |               |              |             |             |              |             |             |              |             |             |              |             |               |              |             |
| Расход электроэнергии на собственные нужды  |               |              |             |             |              |             |             |              |             |             |              |             |               |              |             |
| Переменные потери электроэнергии            | 11 509,286    | 1,09         | 50,98       | 8 944,851   | 3,26         | 58,87       | 7 866,882   | 1,97         | 40,72       | 19 839,415  | 7,36         | 94,18       | 48 160,434    | 4,44         | 61,62       |
| Трансформаторы                              | 1 836,914     | 0,17         | 8,14        | 1 777,531   | 0,65         | 11,70       | 1 163,349   | 0,29         | 6,02        |             |              |             | 4 777,795     | 0,44         | 6,11        |
| Линии                                       | 9 672,372     | 0,92         | 42,84       | 7 167,320   | 2,61         | 47,17       | 6 703,533   | 1,68         | 34,70       | 19 839,415  | 7,36         | 94,18       | 43 382,640    | 4,00         | 55,51       |
| ТОР   |               |              |             |             |              |             |             |              |             |             |              |             |               |              |             |
| Суммарные технические потери электроэнергии | 22 576,097    | 2,14         | 100,00      | 15 193,437  | 5,54         | 100,00      | 19 317,956  | 4,83         | 100,00      | 21 064,831  | 7,81         | 100,00      | 78 152,321    | 7,20         | 100,00      |
| Метрологическая составляющая потерь         |               |              |             |             |              |             |             |              |             |             |              |             |               |              |             |
| Суммарные потери электроэнергии             | 22 576,097    | 2,14         | 100,00      | 15 193,437  | 5,54         | 100,00      | 19 317,956  | 4,83         | 100,00      | 21 064,831  | 7,81         | 100,00      | 78 152,321    | 7,20         | 100,00      |

**Сводные результаты расчета потерь электроэнергии по заданным нагрузкам**

Потери мощности Потери электроэнергии

Наименование линии: Село  
 Номинальное напряжение линии, кВ: 0,38  
 Наименование расчетного периода: Май 2015 г.  
 Расчетный период, часов: 744  
 Коэффициент заполнения графика, о.е.:  
 Квадрат коэффициента формы графика, о.е.: 1,333  
 Коэффициент дополнительных потерь, о.е.: 1,130  
 Температура, °C: 20

| Параметры фидера                                      |  | Фаза А | Фаза В | Фаза С | Среднее |
|---|--|--------|--------|--------|---------|
| Напряжение в центре питания, В                        |  | 230,00 | 230,00 | 230,00 | 230,00  |
| Измеренный ток г.у., А                                |  |        |        |        |         |
| Максимальный ток г.у., А                              |  |        |        |        |         |
| Коэффициент мощности нагрузки головного участка, о.е. |  | 0,950  | 0,950  | 0,950  | 0,950   |

| № п/п | Параметр                              | Ед. изм.          | не на балансе |       | всего   |
|-------|---------------------------------------|-------------------|---------------|-------|---------|
|       |                                       |                   | ССО           | ССП   |         |
| 1     | Прием электроэнергии в сеть           | тыс. кВт·ч        | -             | -     | 150,000 |
|       |                                       | тыс. квар·ч       | -             | -     | 49,303  |
| 2     | Отдача электроэнергии из сети, всего  | расчет тыс. кВт·ч | 0,000         | 0,000 | 0,000   |
|       |                                       | тыс. квар·ч       | 0,000         | 0,000 | 0,000   |
| 2.1   | в том числе: расход электроэнергии    | расчет тыс. кВт·ч | 0,000         | 0,000 | 0,000   |
|       |                                       | тыс. квар·ч       | 0,000         | 0,000 | 0,000   |
| 2.2   | Технические потери электроэнергии     | расчет тыс. кВт·ч | 0,000         | 0,000 | 0,000   |
|       |                                       | тыс. квар·ч       | 0,000         | 0,000 | 0,000   |
| 3     | Отпуск электроэнергии в сеть          | расчет тыс. кВт·ч | -             | -     | 150,000 |
|       |                                       | тыс. квар·ч       | -             | -     | 49,303  |
| 4     | Полезный отпуск электроэнергии, всего | расчет тыс. кВт·ч | -             | -     | 129,894 |
|       |                                       | тыс. квар·ч       | -             | -     | 46,169  |
| 4.1   | в том числе: расход электроэнергии    | расчет тыс. кВт·ч | -             | -     | 129,894 |
|       |                                       | тыс. квар·ч       | -             | -     | 46,169  |
| 4.2   | Технические потери электроэнергии     | расчет тыс. кВт·ч | -             | -     | 0,000   |
|       |                                       | тыс. квар·ч       | -             | -     | 0,000   |
| 6     | Технические потери электроэнергии     | тыс. кВт·ч        | -             | -     | 20,106  |
|       | % от отпуска в сеть                   |                   | -             | -     | 13,40   |

**Сводные результаты расчета потерь электроэнергии по заданным нагрузкам**

Потери мощности Потери электроэнергии

| № п/п | Параметр  | Ед. изм.      | на балансе | не на балансе |       |             | всего   |
|-------|---|---------------|------------|---------------|-------|-------------|---------|
|       |   |               |            | ССО           | ССП   | потребители |         |
| 1     | Потери активной электроэнергии в линиях                         | тыс. кВт·ч    | 20,106     | 0,000         | 0,000 | 0,000       | 20,106  |
| 2     | Потери реактивной электроэнергии в линиях                       | тыс. квар·ч   | 3,133      | 0,000         | 0,000 | 0,000       | 3,133   |
| 3     | Расчетная активная нагрузка в узлах                             | тыс. кВт·ч    | 129,894    | 0,000         | 0,000 | 0,000       | 129,894 |
| 4     | Расчетная реактивная нагрузка в узлах                           | тыс. квар·ч   | 46,169     | 0,000         | 0,000 | 0,000       | 46,169  |
| 5     | Количество абонентов  | аб.           | 12         | 0             | 0     | -           | 12      |
| 6     | Количество узлов в линии  | штук          | -          | -             | -     | -           | 25      |
| 7     | Количество воздушных участков                                   | штук          | 20         | 0             | 0     | 0           | 20      |
| 8     | Количество кабельных участков                                   | штук          | 3          | 0             | 0     | 0           | 3       |
| 9     | Общее количество участков                                       | штук          | 23         | 0             | 0     | 0           | 23      |
| 10    | Длина воздушных участков (по трассе)                            | м             | 396        | 0             | 0     | 0           | 396     |
| 11    | Длина кабельных участков (по трассе)                            | м             | 45         | 0             | 0     | 0           | 45      |
| 12    | Суммарная длина участков (по трассе)                            | м             | 441        | 0             | 0     | 0           | 441     |
| 13    | Коэффициент связи отн. потерь мощности и отн. потерь напряжения | о.е.          | -          | -             | -     | -           | 0,841   |
| 14    | Коэффициент разветвления  | о.е.          | -          | -             | -     | -           | 0,798   |
| 15    | Сечение головного участка                                       | мм²           | -          | -             | -     | -           | 50      |
| 16    | Длина головного участка   | м             | -          | -             | -     | -           | 40      |
| 17    | Длина магистрали  | км            | -          | -             | -     | -           | 0,215   |
| 18    | Длина двухфазных и трехфазных ответвлений                       | км            | -          | -             | -     | -           | 0,060   |
| 19    | Длина однофазных ответвлений                                    | км            | -          | -             | -     | -           | 0,166   |
| 20    | Эквивалентная длина линии                                       | км            | -          | -             | -     | -           | 0,278   |
| 21    | Эквивалентное сопротивление линии                               | Ом            | 0,069      | 0,000         | 0,000 | 0,000       | 0,069   |
| 22    | Отношение нагрузочных потерь в линии к суммарной длине линии    | тыс. кВт·ч/км | 45,591     | 0,000         | 0,000 | 0,000       | 45,591  |
| 23    | Максимальные относительные потери напряжения                    | %             | -          | -             | -     | -           | 11,07   |
| 24    | Отношение суммарных потерь к приему электроэнергии в сеть       | %             | 13,40      | 0,00          | 0,00  | 0,00        | 13,40   |

## Рисунок 2 – Примеры экранных форм РТП 3 (результаты расчета по одному фидеру и структура технологических потерь электроэнергии в совокупности электрических сетей)

За годы использования РТП 3 в сетевых филиалах множества компаний создана, выверена и постоянно актуализируется база данных по схемным и режимным параметрам линий, трансформаторам, собственным нуждам подстанций, прочему электросетевому оборудованию электрических сетей 0,4 – 220 кВ, потерям и балансам электроэнергии с разбивкой по месяцам. С целью повышения достоверности расчетов потерь, в соответствии с перечисленными выше регламентами, проводится систематическая проверка (балансировка) базы данных АИИС КУЭ по активной и реактивной электроэнергии по отдельным присоединениям. После такой проверки эти данные используются для поэлементных расчетов потерь в каждой линии и трансформаторе. Поэлементные расчеты используются для выбора и оценки эффективности мероприятий по снижению потерь, в частности, по компенсации реактивной мощности, оптимизации режимов электрических сетей, установки энергоэффективного оборудования.

Таким образом, практика показала, что уже на первых этапах, главным эффектом внедрения РТП 3 является: наведение порядка в сборе, подготовке и анализе исходной информации; создание баз данных по результатам расчетов режимов, потерь и балансов электроэнергии в сетях, по их динамике по месяцам за ряд лет. Эти базы данных являются расчетной основой для выявления «очагов» технических и нетехнических потерь и выбора мероприятий по их снижению. Вместе с тем, ясно, что при ручном сборе и подготовке данных для расчетов могут быть ошибки, на выявление и устранение которых требуется дополнительное время. Как показывает передовой зарубежный и отечественный опыт, стратегическим путем исключения этих ошибок является автоматизация расчетов путем стыковки



вычислительных программных комплексов, в том числе РТП 3, с оперативно-информационным комплексом (ОИК) и автоматизированной информационно-измерительной системой коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ). Такая стыковка позволяет повысить не только достоверность, но и оперативность исходной информации, а также самих результатов расчета потерь.

### **Организация обмена данными между «SCADA системой ЭНТЕК» и РТП 3**

На рисунке 3 представлена схема передачи данных между описанными выше комплексами.

Обмен данными осуществлен в следующем порядке:

1. «SCADA система ЭНТЕК» формирует запрос в виде XML-файла, в котором указывается идентификатор фидера, расчетный период (сутки, несколько суток, месяц) и расчетный интервал (3 мин, полчаса, час).
2. РТП 3, получив XML-файл запроса, запрашивает у «SCADA система ЭНТЕК» необходимые данные для расчета (активная и реактивная мощности, уровни напряжения).
3. «SCADA система ЭНТЕК» с использованием своих библиотек передает в РТП 3 режимные параметры для расчета технических потерь в разрезе расчетного интервала за расчетный период.
4. РТП считает технические потери электроэнергии (выполняются расчеты режимов по графикам нагрузок).
5. РТП 3 передает данные, требуемые для вывода на схему диспетчера, в обменный XML-файл (в настоящее время передаются технические потери, допустимый небаланс и максимальные потери напряжения).
6. «SCADA система ЭНТЕК» выводит результаты на мнемосхему диспетчера.

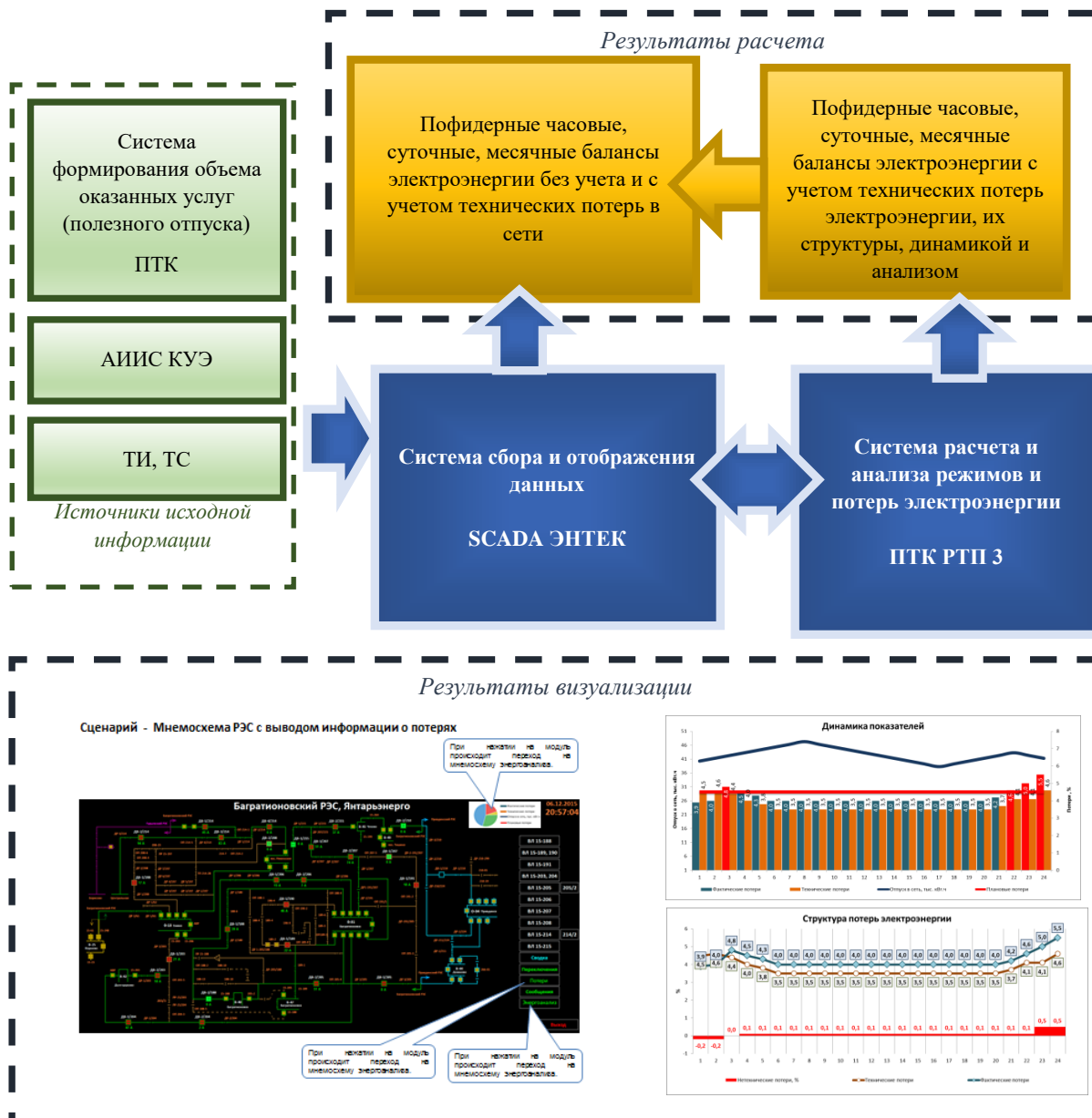
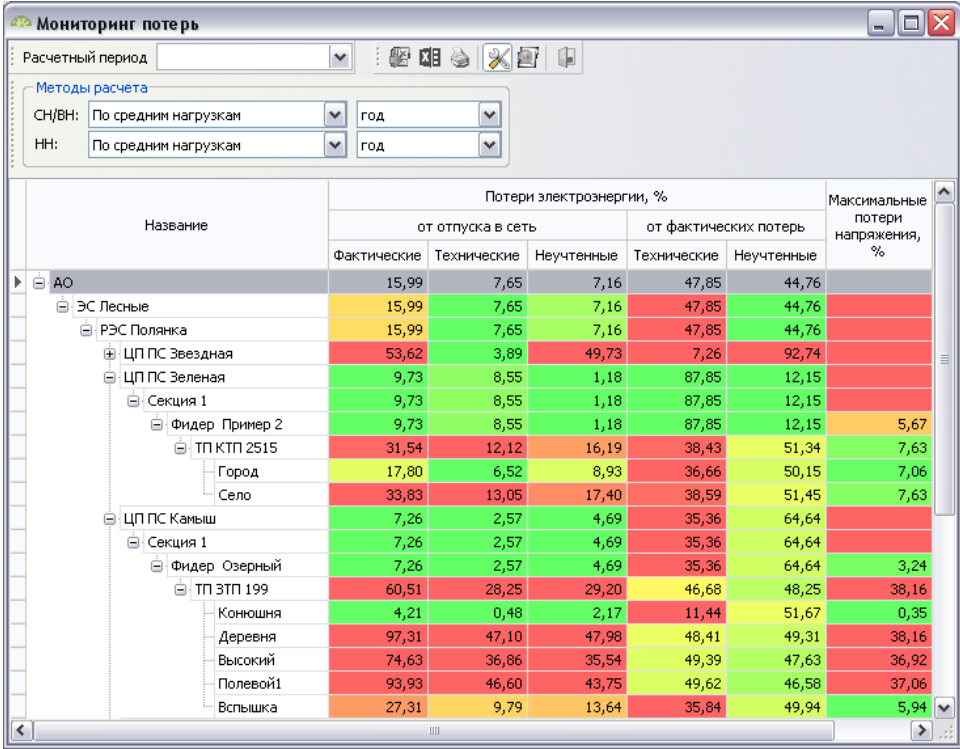


Рисунок 3 - Функциональная схема взаимодействия ПТК «SCADA система ЭНТЕК» и ПТК «РТП 3» при осуществлении мониторинга

## Экранные формы Системы мониторинга потерь и качества электроэнергии

Табличная визуализация результатов мониторинга потерь с заданными параметрами цветового отображения: фактические, технические, нетехнические потери, максимальные потери напряжения представлена на рисунке 4. Порядок сбора данных для табличной визуализации представлен на рисунке 5.



The screenshot shows a software window titled "Мониторинг потерь" (Loss Monitoring). It features a tree view on the left and a data table on the right. The table columns are: "Название" (Name), "Потери электроэнергии, %" (Energy Loss, %) with sub-columns "от отпуска в сеть" (from supply to network) and "от фактических потерь" (from actual losses), and "Максимальные потери напряжения, %" (Maximum voltage loss, %). The "от отпуска в сеть" sub-columns are "Фактические" (Actual), "Технические" (Technical), and "Неучтенные" (Unaccounted). The "от фактических потерь" sub-columns are "Технические" (Technical) and "Неучтенные" (Unaccounted). The data is color-coded: red for actual losses, green for technical losses, and yellow for unaccounted losses. The table data is as follows:

| Название       | Потери электроэнергии, % |             |            |                       |            | Максимальные потери напряжения, % |
|----------------|--------------------------|-------------|------------|-----------------------|------------|-----------------------------------|
|                | от отпуска в сеть        |             |            | от фактических потерь |            |                                   |
|                | Фактические              | Технические | Неучтенные | Технические           | Неучтенные |                                   |
| АО             | 15,99                    | 7,65        | 7,16       | 47,85                 | 44,76      |                                   |
| ЭС Лесные      | 15,99                    | 7,65        | 7,16       | 47,85                 | 44,76      |                                   |
| РЭС Полянка    | 15,99                    | 7,65        | 7,16       | 47,85                 | 44,76      |                                   |
| ЦП ПС Звездная | 53,62                    | 3,89        | 49,73      | 7,26                  | 92,74      |                                   |
| ЦП ПС Зеленая  | 9,73                     | 8,55        | 1,18       | 87,85                 | 12,15      |                                   |
| Секция 1       | 9,73                     | 8,55        | 1,18       | 87,85                 | 12,15      |                                   |
| Фидер Пример 2 | 9,73                     | 8,55        | 1,18       | 87,85                 | 12,15      | 5,67                              |
| ТП КТП 2515    | 31,54                    | 12,12       | 16,19      | 38,43                 | 51,34      | 7,63                              |
| Город          | 17,80                    | 6,52        | 8,93       | 36,66                 | 50,15      | 7,06                              |
| Село           | 33,83                    | 13,05       | 17,40      | 38,59                 | 51,45      | 7,63                              |
| ЦП ПС Камыш    | 7,26                     | 2,57        | 4,69       | 35,36                 | 64,64      |                                   |
| Секция 1       | 7,26                     | 2,57        | 4,69       | 35,36                 | 64,64      |                                   |
| Фидер Озерный  | 7,26                     | 2,57        | 4,69       | 35,36                 | 64,64      | 3,24                              |
| ТП ЗТП 199     | 60,51                    | 28,25       | 29,20      | 46,68                 | 48,25      | 38,16                             |
| Конюшня        | 4,21                     | 0,48        | 2,17       | 11,44                 | 51,67      | 0,35                              |
| Деревня        | 97,31                    | 47,10       | 47,98      | 48,41                 | 49,31      | 38,16                             |
| Высокий        | 74,63                    | 36,86       | 35,54      | 49,39                 | 47,63      | 36,92                             |
| Полевой1       | 93,93                    | 46,60       | 43,75      | 49,62                 | 46,58      | 37,06                             |
| Вспышка        | 27,31                    | 9,79        | 13,64      | 35,84                 | 49,94      | 5,94                              |

Рисунок 4 – Пример экранной формы РТП 3 (мониторинг потерь)

Для формирования сводного уровня потерь электроэнергии по сети 6(10)-0,4 кВ необходимо выполнить расчеты балансов электроэнергии с определением технических потерь, уровней напряжения в узлах, допустимого и фактического небалансов, неучтенной электроэнергии. На каждом уровне (ЦП, РЭС, ПЭС и прочее) происходит суммирование результатов расчетов всех структурных составляющих потерь. Максимальные потери напряжения представляются в таблице только по

уровню 6(10)-0,4 кВ. При этом по сети 6(10) кВ в таблицу записываются максимальные потери напряжения по сети 6(10) кВ без учета сети 0,4 кВ.



Рисунок 5 - Порядок формирования результатов расчетов для табличной визуализации

На рисунках 6-8 представлены экранные формы ПТК «РТП 3» Системы мониторинга по объектам (фидера, ТП, РЭС).

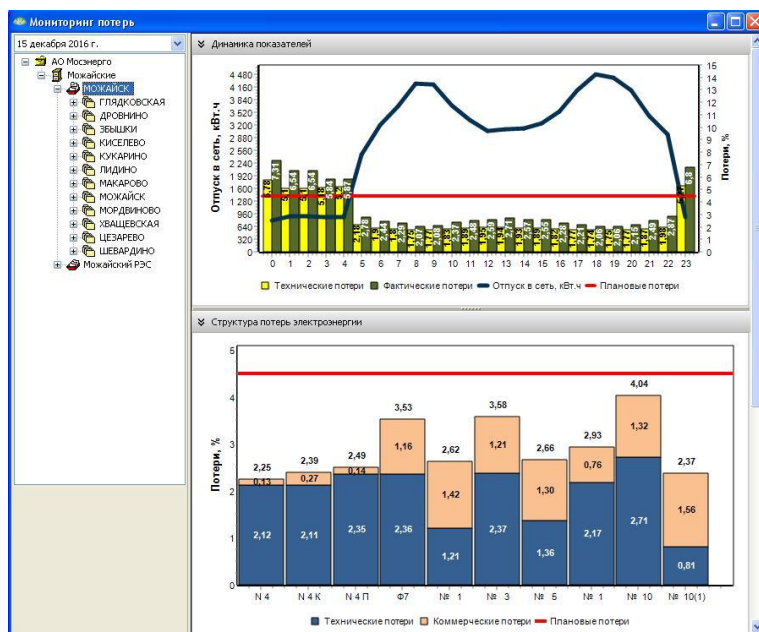


Рисунок 6 - Экранная формы ПТК «РТП 3» системы мониторинга (динамика фактических и технических потерь, отпуска в сеть)

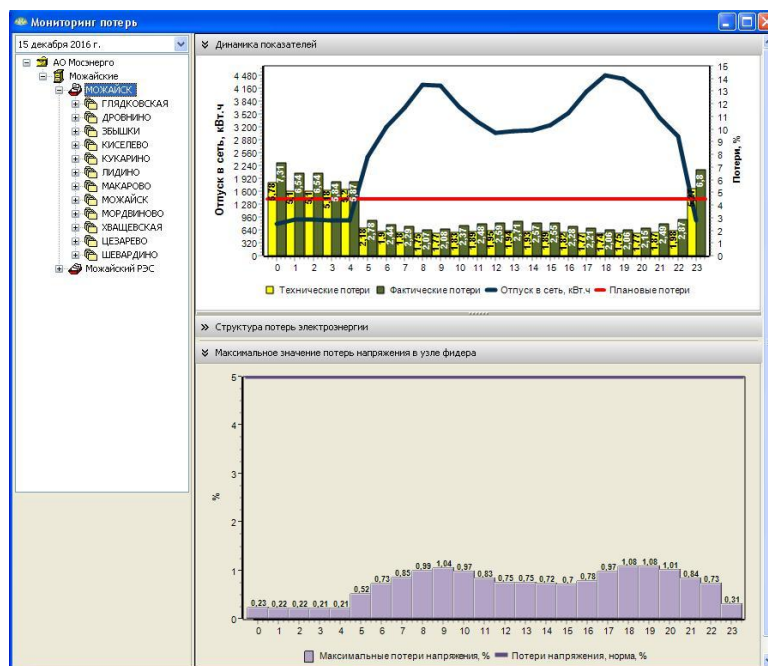


Рисунок 7 - Экранная форма ПТК «РТП 3» системы мониторинга (динамика максимальных потерь напряжения, отпуска в сеть)



Рисунок 8 - Экранная форма ПТК «РТП 3» системы мониторинга (динамика допустимого и фактического небалансов, фактических технических потерь и минимально возможных технических потерь)

Из рисунков видно, что Система мониторинга позволяет сигнализировать диспетчеру о превышении уровня потерь над нормативным значением. Визуализация динамики изменения структуры потерь электроэнергии в разрезе ПС/РЭС/фидер позволяет адресно определить источник недопустимого уровня потерь электроэнергии и оперативно дать задание бригаде по выявлению и локализации причины изменения уровня потерь.

В недалеком будущем автоматизированная система мониторинга может стать одной из подсистем интеллектуальной электрической сети и будет включать в себя системы мониторинга не только потерь и показателей качества электроэнергии, но и надежности электроснабжения [6].

### **3. Этапы развития Системы мониторинга оперативного мониторинга уровня потерь и показателей качества электроэнергии**

Этапы развития Системы мониторинга потерь электроэнергии обусловлены наполнением исходными данными (статистика) и уровнем их автоматизации.

**1. Исходный этап – ежемесячный, поквартальный, ежегодный расчет технологических потерь электроэнергии в электрических сетях 0,4–10 кВ в целом по ПЭС, РЭС, центрам питания и распределительным линиям с определением структурных составляющих технологических потерь, допустимых небалансов электроэнергии.**

1.1. Отпуск электроэнергии в сеть 0,4 кВ определяется как разность между отпуском в сеть 6–10 кВ и рассчитанными техническими потерями в элементах сети 6-10 кВ.

1.2. Ввод исходной информации – вручную.

**2. Первый этап (внедрение системы мониторинга в режиме реального времени) — почасовой, посуточный, ежемесячный, поквартальный,**

## **ежегодный расчет технологических потерь (далее см. описание Исходного этапа).**

### 2.1. Ввод исходной информации:

- схемная информация — вручную;
- информация о почасовых значениях электроэнергии, отпущенной в электрическую сеть каждого фидера 6–10 кВ вводится автоматически по данным цифровых приборов учета.

2.2. Перечень исходной информации тот же, что в исходном этапе, но с заменой ручного ввода данных об отпущенной электроэнергии в сеть 6–10 кВ на автоматизированный ввод по данным цифровых приборов учета.

При отсутствии информации об объемах электроэнергии, отпущенной из сети (на вводах ТП, у потребителей) фактические потери электроэнергии в заданном интервале времени в целях их мониторинга не могут быть определены и приравниваются рассчитанным технологическим.

## **3. Второй этап — в дополнение к исходной информации первого этапа добавляются данные цифровых приборов учета на вводах на стороне 0,4 кВ каждого ТП сначала по отдельным фидерам 6–10 кВ, затем по отдельным центрам питания 110/35/6–10 кВ и в конечном виде — по РЭС в целом.**

На втором этапе в дополнение к задачам, решаемым на предыдущем этапе, появляется возможность расчетного оперативного определения:

- фактических потерь по фидерам 6–10 кВ, где есть полный учет электроэнергии по ТП, как разности отпуска электроэнергии в сеть фидера и суммарного отпуска энергии в сеть 0,4 кВ всех ТП;

- уточненных значений технических потерь в сети 6–10 кВ с учетом реальной загрузки распределительных трансформаторов и структуры технических потерь;

- допустимых и фактических небалансов электроэнергии по каждому фидеру 6–10 кВ, где есть данные цифровых приборов учета;

– уточненных почасовых значений технических потерь в сети 0,4 кВ по реальному отпуску электроэнергии в эту сеть по данным цифровых приборов учета, питающихся от конкретного трансформатора, а не в целом по сети (оперативные расчеты);

– ТП, на которых предположительно может присутствовать бездоговорное и безучётное потребление электроэнергии. Определяется по статистике превышения расхода электроэнергии над предыдущим значением, существенным отклонением и прочее. Также ТП можно будет определять по величине завышенных сверхдопустимых фактических небалансов электроэнергии (нетехнических потерь) и отклонениям от средних значений почасовых значений профилей нагрузки ТП (по накопленным статистическим данным), профилей нагрузок питающего центра;

– небалансов электроэнергии между расчетным полезным отпуском электроэнергии потребителям, присоединенным к сети 0,4 кВ, (определяемым как разность между отпуском в сеть 0,4 кВ по данным цифровых приборов учета и техническими потерями в сети 0,4 кВ) и полезным отпуском электроэнергии потребителям по данным Энергосбыта. Таким образом, может быть определена величина нетехнических потерь электроэнергии по каждому ТП.

#### **4. Третий этап — в дополнение к исходной информации второго этапа добавляются данные цифровых приборов учета по головным участкам отдельных или всех фидеров 0,4 кВ.**

На третьем этапе в дополнение к задачам, решаемым на предыдущем этапе, появляется возможность уточненного оперативного расчета технологических потерь в отдельных или всех фидерах 0,4 кВ. При оснащении цифровыми приборами учета всех отходящих фидеров 0,4 кВ может быть рассчитан фактический и допустимый небаланс электроэнергии на стороне 0,4 кВ ТП.



## **5. Четвертый этап — в дополнение к исходной информации третьего этапа добавляются данные цифровых приборов учета по всем счетчикам абонентов, присоединенных к сети 0,4 кВ**

На четвертом этапе в дополнение к задачам, решаемым на третьем, появляется возможность расчета допустимых и фактических небалансов электроэнергии по каждому фидеру 0,4 кВ и локализации бездоговорного и безучётного потребления по статистике превышения потребления электроэнергии над средним по каждому абоненту.

В настоящее время, учитывая реальный объем оснащения цифровыми приборами учета и средствами передачи данных в режиме on-line в распределительных сетях, разработанная Система мониторинга позволяет реализовать Первый этап мониторинга потерь электроэнергии.

По мере развития информационной обеспеченности разработанный и уже реализованный механизм позволит без доработок реализовать все остальные этапы мониторинга потерь электроэнергии.

## **4. Методы выявления узлов с предположительно возможным бездоговорным и безучетным потреблением**

Система мониторинга позволяет адресно выявлять узлы с высокими небалансами следующими методами:

- воздействие магнитного поля на счетчик электроэнергии определяется аппаратным способом (по датчикам воздействия магнитного поля с передачей сигнала на диспетчерский пульт через ОИК АСДУ, SCADA ЭНТЕК);
- сравнение расчетного параметра нагрузки на ТП или в узлах (мощность, уровень напряжения) с его измеренным значением.

При наличии статистики потребления Система мониторинга позволяет использовать следующие методы для выявления узлов с высокими небалансами:

- анализ динамики роста нагрузки на ТП и/или в узлах с потреблением в контролируемые часы либо по динамике роста падения напряжения на шинах 0,4 кВ ТП в те же часы и по сравнению этой динамики с динамикой фактических небалансов электроэнергии по фидеру в целом;
- анализ графиков нагрузки потребителей и выявление отклонений от статистических закономерностей.

## **5. Условия повышения практической значимости внедрения Системы мониторинга**

В ближайшие годы сетевым компаниям предстоит большая работа по выполнению уже намеченных целевых показателей и по поддержанию в дальнейшем фактических потерь электроэнергии на технико-экономически обоснованном уровне, соответствующем передовым мировым достижениям.

Для этого необходимы:

- активизация работ по увеличению доли собственного учета электроэнергии на розничном рынке, по автоматизации этого учета путем широкого внедрения цифровых приборов учета, установки «выносного» приборного учета и учета на границах балансовой принадлежности с использованием «интеллектуальных счетчиков» с функцией управления нагрузкой потребителей;
- увеличение доли автоматизированных приборов учета в точках поставки, в максимальной близости к границе баланса. При этом необходимо выполнение следующих задач:
  - узлы учета должны работать в требуемом классе точности и передавать достоверные данные;

- передача телеметрической информации от приборов учета должна осуществляться в оперативном режиме и обеспечивать оптимальные функции для реализации задач оперативного контроля, анализа и необходимых расчетов;
- узлы учета, должны быть приняты в качестве расчетных, элементы средств измерения, входящие в состав узла учета должны быть поверены;
- дальнейшее совершенствование системы премирования персонала с дифференцированным вознаграждением за снижение потерь;
- совершенствование работы по выявлению и взысканию неучтенного электропотребления, реструктуризация дебиторской задолженности, претензионно-исковой работы;
- разработка, развитие и внедрение системы мониторинга потерь и качества электроэнергии;
- формирование объема оказанных услуг по передаче электроэнергии (мощности) силами сетевой компании.
- обеспечение единства и юридической значимости информации от приборов учета в точках поставки между потребителем, сбытовой компанией и сетевой компанией.

Необходимо обеспечить солидарную ответственность и чёткое взаимодействие электросетевой и энергосбытовой организаций в части достоверного определения отпущенной потребителям электроэнергии, расчёта балансов и нетехнических потерь электроэнергии с целью выявления «очагов» этих потерь и их ликвидации.

Главные пути налаживания такого взаимодействия следующие:

- организация недискриминационного обмена данными приборов учета электроэнергии, установленных на всех уровнях начиная с потребителей и заканчивая приборами технического учета в электросетях между всеми участниками процесса учета, расчета и анализа балансов потерь и потребления электроэнергии;
- автоматизация учёта электроэнергии и исключение по возможности «человеческого фактора» в сборе и обработке информации об отпущенной в сеть и потребленной электроэнергии;
- создание единых баз данных с привязкой потребителей к электрическим сетям для расчёта фактических балансов электроэнергии по всем структурным составляющим;
- развитие интегрированных систем учёта, расчёта технических и нетехнических потерь, балансов и показателей качества электроэнергии в полнофункциональные интеллектуальные системы учёта электроэнергии, как части интеллектуальной электрической сети.
- внедрение единой CIM IEC 61968/61970 модели сети, доступ к которой обеспечивается для всех участников рынка электроэнергетики;
- информация от приборов учета должна передаваться инициативно, с оптимальной дискретностью для решения всего комплекса задач;
- расчеты режимов, расчеты потерь, выявление аварийных ситуаций;
- контроль и регистрация отклонений текущих графиков нагрузок потребителей от их ожидаемых прогнозных и/или фактических.
- на основании информации формируемой автоматизированной системой должны формироваться практики устранения потерь.

Необходимо также совершенствование федерального законодательства и правоприменительной практики в части:

- развития и возможностей широкого внедрения энергосервисных контрактов для практической реализации программ снижения потерь

электроэнергии в электрических сетях, снижение рисков энергосервисных компаний по возврату денежных средств от полученной экономии;

- совершенствование тарифной политики, путем оставления в тарифах на электроэнергию полученной экономии от снижения потерь и предоставления возможности электросетевым организациям использования денежных средств от этой экономии для дальнейшего снижения потерь и повышения энергетической эффективности передачи и распределения электроэнергии;

- предоставление возможности электросетевым организациям включения в инвестиционную составляющую тарифов затрат на совершенствование системы учета электроэнергии и создание собственного учета на границах балансовой принадлежности;

- разработки и утверждения на федеральном уровне единых методик расчета фактических балансов и потерь электроэнергии, прогнозных балансов на среднесрочную и долгосрочную перспективу, расчета фактической эффективности мероприятий по снижению потерь электроэнергии;

- совершенствования методов расчета и нормирования потерь электроэнергии с учетом передового отечественного и зарубежного опыта. При этом нормирование потерь электроэнергии с учетом должно рассматриваться не только как составляющая тарифного регулирования, но и как стимулирующая основа для снижения потерь, обеспеченная финансовыми средствами по этому снижению.

## **Список литературы**

1. И.М. Нестеров. Технические решения, реализованные в проекте создания Системы мониторинга и управления качеством электроэнергии в

границах филиалов ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Сибири и МЭС Востока // Презентация. 2017 год.

2. Большаков О.В., Конищев В.В., Минин А.А., Шамонов Р.Г., ПАО «ФСК ЕЭС». Система мониторинга качества электроэнергии в ЕНЭС. // Международная научно-практическая конференция «Управление качеством электрической энергии», 2016 год.

3. Презентационные материалы разработчиков системы <http://www.entels.ru/>

4. Современное состояние и перспективы развития электроэнергетики / А.Ф. Бондаренко, В.Э. Воротницкий, И.Н. Задирако, М.А. Калинин и др.; под ред. Ю.В. Шарова – М.: Машиностроение, 2014 – 380 с.ил.

5. Инструкция по организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям. Утв. приказом Минэнерго России от 30 декабря 2008 г. № 326. Зарегистрировано в Минюсте России от 12 февраля 2009 г. № 13314.

6. В.Э. Воротницкий, М.А. Калинин, И.А. Паринов, А.В. Севостьянов, Н.А. Батраков. Программно-технический комплекс автоматизированной системы энергоэффективного управления эксплуатацией и развитием распределительных сетей // Энергоэксперт, - 2012 - № 2 – с. 24-31.