Энергоэкспертсервис
Тел.: 8 (495) 644 38 07 E-mail: support@rtp3.ru

РТП 3

ВЕРСИЯ 4.0
РТП 3.1, РТП 3.2, РТП 3.3

ПРОГРАММНЫЙ КОМПЛЕКС ДЛЯ РАСЧЁТА И НОРМИРОВАНИЯ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, РАСЧЁТА РЕЖИМОВ, БАЛАНСОВ, ДОПУСТИМОГО И ФАКТИЧЕСКОГО НЕБАЛАНСОВ, КОЛИЧЕСТВА НЕУЧТЁННОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ 0,38-220 КВ

Оглавление

Задачи, решаемые Программным комплексом РТП 3 3

РТП 3.1 (электрическая сеть 6(10) - 220 кВ) 3

РТП 3.2 (электрическая сеть до 1 кВ) 4

Основные достоинства Программного комплекса РТП 3 5

Основные возможности Программного комплекса РТП 3 5

Моделирование электрической схемы сети 5

Расчеты режимов, потерь мощности и электроэнергии, формирование баланса электроэнергии 7

Расчеты разомкнутой сети 6 кВ и выше 7

Расчеты замкнутой сети 6 кВ и выше 13

Оценка коммутационных переключений 13

Расчеты сети 0,4 кВ 15

Расчет потерь электроэнергии в дополнительном оборудовании 19

Расчет потерь электроэнергии, обусловленных погрешностями средств измерения 20

Структура технологических потерь электроэнергии 20

Обосновывающие таблицы в соответствии с действующими отраслевыми документами 21

Расчет небаланса и количества неучтенной электроэнергии 22

Расчеты токов короткого замыкания 23

Аналитический блок 23

Мониторинг потерь электроэнергии в сети 6(10)/0,38 кВ 25

Расчет эффективности внедрения мероприятий по снижению потерь электроэнергии 28

Сводный перечень возможностей Программного комплекса РТП 3 28

Объемы внедрения Программного комплекса РТП 3 30

Сертификаты 31

Контакты 32

Общая характеристика Программного комплекса РТП 3

Программный комплекс РТП 3 (РТП 3.1, 3.2, 3.3) предназначен для расчета режимных параметров, потерь мощности и электроэнергии в электрических сетях 0,38-220 кВ, а также для расчета допустимых и фактических небалансов, количества неучтенной электроэнергии в сети.

Программный комплекс РТП 3 разработан с активным участием (по постановке задач) ряда электросетевых компаний и имеет удобный человеко-машинный интерфейс с графическим вводом исходных данных и выводом результатов расчета на схему электрической сети и в стандартные таблицы MS Office Excel.

Программный комплекс РТП 3 соответствует требованиям действующих нормативных документов, что подтверждается соответствующим сертификатом, награжден дипломом и GrandPrix «За европейское качество» международной организации EMA (Швейцария) (см. раздел Сертификаты).

Задачи, решаемые Программным комплексом РТП 3

Программный комплекс РТП 3 состоит из основных модулей РТП 3.1 и РТП 3.2, позволяющих решить следующие задачи:

РТП 3.1 (электрическая сеть 6(10) - 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 тремя методами: средних нагрузок, наибольших потерь мощности и оперативных расчетов

× расчет двухфазных и трехфазных токов короткого замыкания в разомкнутых электрических сетях

× 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 эффектов 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

× аналитический блок, позволяющий оценить исходные данные и результаты расчетов на корректность (используются фильтры исходных данных и результатов расчетов с устанавливаемыми диапазонами значений)

× блок мониторинга потерь электроэнергии

× приложение, позволяющее оценить объем и состав оборудования сформированной базы данных с делением по уровням напряжения каждого структурного подразделения (в том числе выполняется сопоставление объема и состава оборудования во введенной базе данных с объемом и составом оборудования, участвовавшем в расчетах)

РТП 3.2 (электрическая сеть до 1 кВ)

× расчет установившегося режима с определением токов и потоков мощности в ветвях, уровней напряжения в узлах, коэффициентов загрузки линий в электрических сетях (с учетом электрической схемы сети, несимметричной нагрузки фаз и неполнофазного исполнения участков)

× расчет потерь мощности и электроэнергии в электрических сетях (с учетом электрической схемы сети, несимметричной нагрузки фаз и неполнофазного исполнения участков)

× расчет потерь электроэнергии с использованием электрических схем за любой расчетный период двумя методами: средних нагрузок и наибольших потерь мощности

× расчет потерь мощности и электроэнергии в электрических сетях без ввода схем (по обобщенным параметрам или по потере напряжения)

× ведение баз данных по потреблению электроэнергии абонентами с привязкой их точек измерения электроэнергии к схеме сети

× 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, потребленной электроэнергии)

× расчет допустимого и фактического небалансов и количества неучтенной электроэнергии в электрических сетях с учетом фактического потребления присоединенных потребителей к узлам сети и допустимой метрологической составляющей потерь электроэнергии

× расчет эффектов снижения потерь мощности и электроэнергии от внедрения мероприятий по замене проводов и кабелей, по выравниванию нагрузки фаз на воздушных линиях электропередачи, установке компенсирующих устройств (используется соответствующее моделирование электрических сетей)

× аналитический блок, позволяющий оценить исходные данные и результаты расчетов на корректность (используются фильтры с устанавливаемыми диапазонами значений)

× блок мониторинга потерь электроэнергии

× приложение, позволяющее оценить объем и состав оборудования сформированной базы данных (в том числе выполняется сопоставление объема и состава оборудования во введенной базе данных с объемом и составом оборудования, участвовавшем в расчетах)

Основные достоинства Программного комплекса РТП 3

- ✓ комплексный подход в решении задачи нормирования потерь электроэнергии, а именно:
  - расчет технических потерь электроэнергии в электрических сетях широкого диапазона уровней напряжения – от сетей 0,4 кВ до сетей 220 кВ (замкнутых и разомкнутых, с двумя и более источниками питания)
  - предоставление пользователю на выбор нескольких методов расчета нормативных технологических потерь электроэнергии – от оценочных расчетов до поэлементых
  - расчеты режимных параметров электрической сети по данным измерений нагрузок разных временных интервалов – от получаса до года
  - подготовка по результатам расчета выходных форм отчетности в соответствии с действующими отраслевыми документами
- ✓ прозрачность и наглядность использования исходных данных для расчета и полученных результатов расчета
- ✓ аналитическая проверка используемых исходных данных и полученных результатов расчета на корректность
- ✓ использование единой базы данных по схемам и нагрузкам сети для решения комплекса задач:
  - оценки режимных параметров электрической сети
  - нормирования технологических потерь электроэнергии
  - мониторинга уровня потерь электроэнергии
  - расчета токов короткого замыкания
  - расчета балансов электроэнергии по фидерам
  - анализа структуры фактических потерь электроэнергии
  - разработки мероприятий по снижению потерь электроэнергии
- ✓ выгрузка всех результатов расчетов и исходных данных в активные макеты Microsoft Office Excel с предварительной настройкой требуемого содержания отчетных таблиц
- ✓ on-line консультации по вопросам, связанным с работой Программного комплекса РТП 3, а так же с процедурой нормирования потерь электроэнергии

Основные возможности Программного комплекса РТП 3

Моделирование электрической схемы сети

Диалоговое окно программы, кроме главного и контекстных меню, содержит необходимый наглядный набор «инструментов» и панель в нижней части экрана, в которой находится оглавление базы данных, выборочные исходные данные (прием в сеть, токовый замер и т.п.) или результаты расчетов. При возникновении каких-либо вопросов во время работы с программой всегда можно обратиться за помощью к Справке или к Руководству пользователя.

Оглавление базы данных по электрическим сетям представлено таким образом, чтобы пользователь мог быстро найти нужный фидер по принадлежности к району электрических сетей, номинальному напряжению, подстанции. Список фидеров можно отсортировать по одному или нескольким позициям, например, по центрам питания и по номинальному напряжению.

Ввод расчетной схемы осуществляется на основе нормальной оперативной схемы сети. Элементами сети являются узлы (центры питания, генераторы, отпайки, трансформаторы (двухобмоточные, трехобмоточные и автотрансформаторы), токоограничивающие реакторы, потребители) и линии (провода, кабели, соединительные линии), предусмотрен ввод переходных трансформаторов для сети 6(10) кВ. Количество присоединений к узлу не ограничено. Отсутствуют ограничения по количеству узлов и линий в расчетной схеме. Ввод схемы существенно облегчается и ускоряется набором редактируемых справочников.

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).

Изображение фидера можно увеличивать или уменьшать с помощью функции изменения масштаба, а также передвигать по экрану полосами прокрутки или мышкой.

Параметры расчетной схемы или свойства любого ее элемента доступны для просмотра в любом режиме. После расчета фидера дополнительно к исходной информации об элементе в окно с его характеристиками добавляются результаты расчета.

В программе предусмотрен гибкий режим редактирования, который позволяет вводить любые необходимые изменения исходных данных, схем электрических сетей: добавить или отредактировать фидер, названия электрических сетей, районов, центров питания, отредактировать справочники. При редактировании фидера можно изменить расположение и свойства любого элемента на экране, вставить линию, заменить элемент, удалить линию, трансформатор, узел и т.д. Предусмотрены функции копирования фидеров и отмена выполненного редактирования.

Максимально удобен режим печати. Пользователь всегда может распечатать схему фидера, предварительно просмотрев как и на каком количестве листов она размещается (при необходимости изменяется масштаб для вывода изображения на печать). Кроме схемы можно распечатывать любые таблицы с результатами расчетов по фидеру, а также результаты расчета по всей базе в целом.

Программа позволяет работать с несколькими базами данных, для этого необходимо только указать к ним путь.

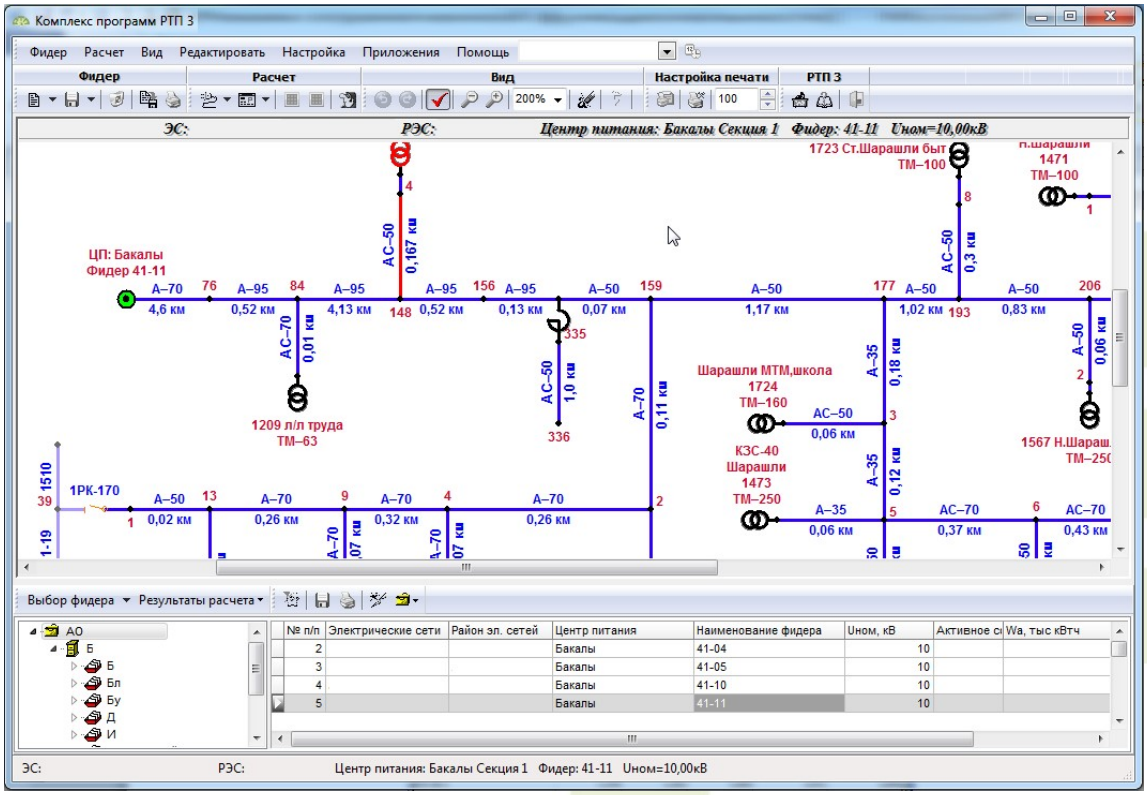


Рисунок 1

Для облегчения визуального восприятия схемы существует настройка цветов изображения, как исходных данных, так и результатов расчета.

Открытый формат базы данных, содержащей схемные и режимные параметры электрических сетей, позволяет экспортировать и импортировать данные других программных комплексов.

Все перечисленные возможности существенно сокращают время на подготовку исходной информации. В частности, с помощью программы за один рабочий день один оператор может ввести информацию для расчета технических потерь по 20 распределительным линиям 6(10) кВ средней сложности.

Расчеты режимов, потерь мощности и электроэнергии, формирование баланса электроэнергии

Расчеты разомкнутой сети 6 кВ и выше

Расчет установившегося режима с определением технических потерь мощности и электроэнергии в разомкнутых распределительных сетях 6-220 кВ включает в себя определение токов и потоков мощностей по ветвям, уровней напряжения в узлах, нагрузочных потерь мощности и электроэнергии в линиях и трансформаторах, потерь холостого хода, потерь на корону, потерь в изоляции кабельных линий с учетом их срока службы, коэффициентов загрузки линий и трансформаторов. Расчет сети 6-220 кВ выполняется с учетом емкостной проводимости воздушных линий, сети 110-220 кВ – с учетом потерь на корону в воздушных линиях, для всех уровней напряжения – с учетом потерь в изоляции кабельных линий.

Исходными данными для расчета установившегося режима являются значения тока на головном участке фидера и напряжения на шинах, а также нагрузка на всех или части трансформаторных подстанций.

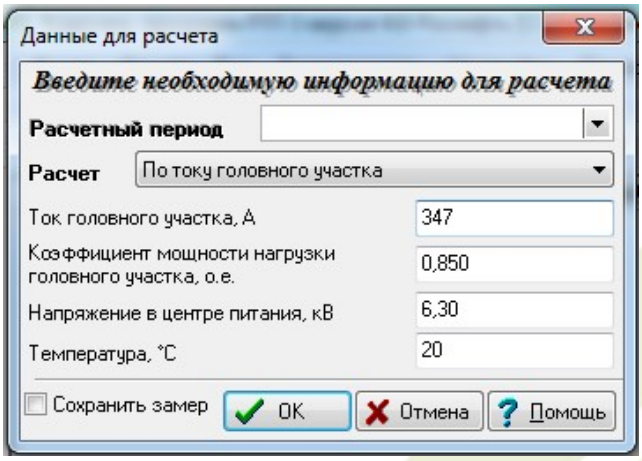


Рисунок 2

Для расчета технических (нормативных) потерь электроэнергии в разомкнутых электрических сетях в зависимости от имеющейся исходной информации предусмотрены три метода расчета – по средним нагрузкам, по числу часов наибольших потерь мощности, оперативных расчетов.

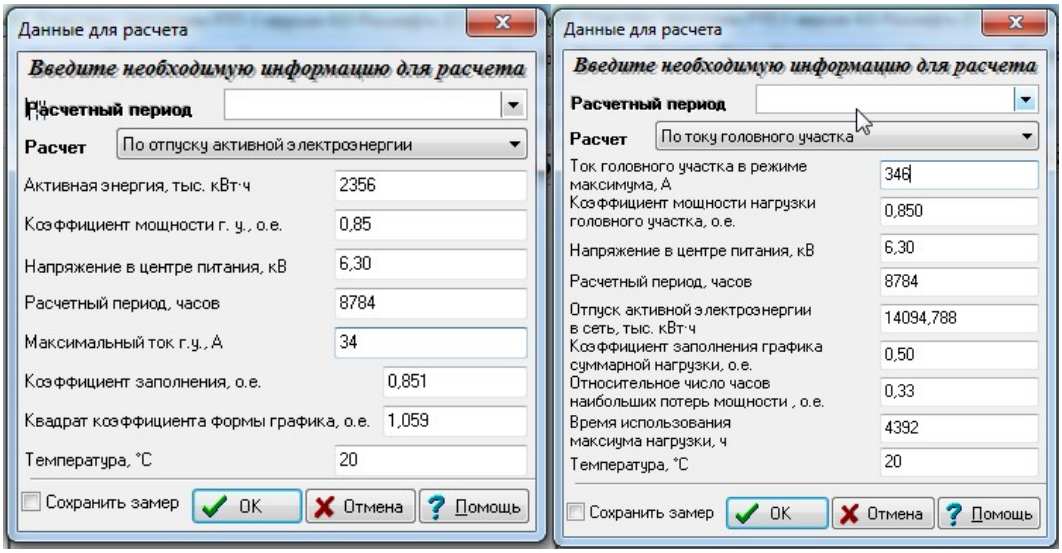


Рисунок 3

Все методы определяют потери электроэнергии на основе расчетов режимных параметров за любой расчетный период, потери мощности и потери электроэнергии определяются в каждом элементе.

При выполнении расчета потерь электроэнергии по методу числа часов наибольших потерь мощности необходимо в диалоговое окно ввести ток головного участка и численное значение либо отпуска электроэнергии за год в линию, либо время использования максимальной нагрузки.

Расчет потерь электроэнергии по методу средних нагрузок выполняется по показаниям счетчиков электроэнергии.

В качестве уточняющей информации для всех расчетов используются нагрузки на трансформаторах и в узлах (активная и реактивная мощность, ток, расход электроэнергии, для трансформаторов дополнительно коэффициент их загрузки).

Для расчета методом оперативных расчетов используются часовые (или получасовые) значения показаний счетчиков электроэнергии, измеренные уровни напряжения и коэффициенты мощности нагрузки в центре питания. Таким образом, предварительно вводятся графики нагрузки на центрах питания и в узлах, а затем выполняется расчет.

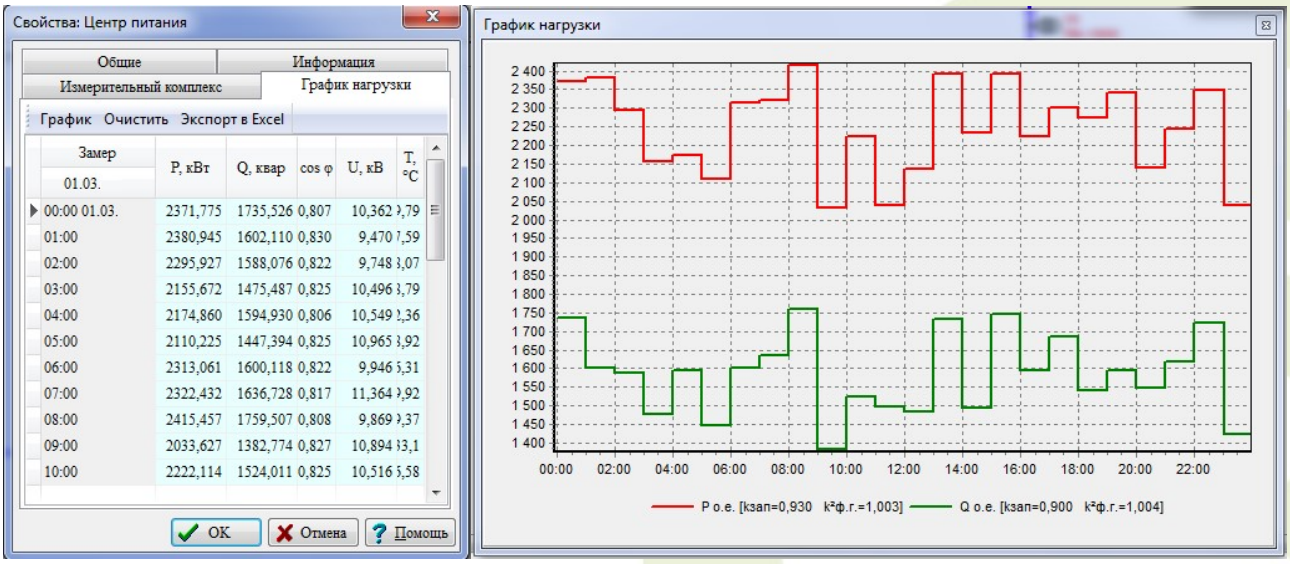


Рисунок 4

Сводные результаты расчеты представляются в виде баланса электроэнергии и мощности и содержат: прием в сеть, отдачу из сети, отпуск в сеть, отдачу в сеть смежного напряжения (трансформацию), полезный отпуск, нагрузку и структурные составляющие технических потерь. Структурные составляющие баланса и технических потерь формируются в соответствии с балансовой принадлежностью элементов.

Сводные результаты расчета потерь электроэнергии по заданным нагрузкам

Потери мощности | Потери электроэнергии

Коэффициент заполнения графика, о.е.	*0,500*
Квадрат коэффициента формы графика задан.о.е.	*1,333*
Квадрат коэффициента формы графика расч.о.е.	*1,333*
Температура, °С	*20*
Расчетный период, часов	*744*

№ п/п	Параметр	Ед. изм.		не на балансе ССО	не на балансе ССП	всего
1	Прием электроэнергии в сеть	тыс. кВт·ч		-	-	235,000
		тыс. квар·ч		-	-	145,640
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	задано	тыс. кВт·ч	0,000	0,000	0,000
			тыс. квар·ч	0,000	0,000	0,000
		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	-	-	235,000
			тыс. квар·ч	-	-	145,640
4	Отдача электроэнергии в сеть смежного напряжения	задано	тыс. кВт·ч	-	-	125,000
			тыс. квар·ч	-	-	64,853
		расчет	тыс. кВт·ч	-	-	130,548
			тыс. квар·ч	-	-	64,276
5	Полезный отпуск электроэнергии, всего	расчет	тыс. кВт·ч	-	-	86,250
			тыс. квар·ч	-	-	57,425
5.1	в том числе: расход электроэнергии	задано	тыс. кВт·ч	-	-	81,000
			тыс. квар·ч	-	-	48,646
		расчет	тыс. кВт·ч	-	-	84,595
			тыс. квар·ч	-	-	48,213
5.2	технические потери электроэнергии	расчет	тыс. кВт·ч	-	-	1,655
			тыс. квар·ч	-	-	9,212
6	Нагрузка электроэнергии в узлах	задано	тыс. кВт·ч	-	-	0,000
			тыс. квар·ч	-	-	0,000
			тыс. кВт·ч			0,000

Детально | Выход

Сводные результаты расчета потерь электроэнергии по заданным нагрузкам

Потери мощности | Потери электроэнергии

№ п/п	Параметр	Ед. изм.	на балансе	не на балансе ССО	не на балансе ССП	не на балансе потребителя	не на балансе всего	всего
1	Нагрузочные потери активной электроэнергии в линиях	тыс. кВт·ч	15,881	0,000	0,000	0,000	0,000	15,881
2	Потери активной электроэнергии в изоляции кабельных линий	тыс. кВт·ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
3	Суммарные потери активной электроэнергии в линиях	тыс. кВт·ч	15,881	0,000	0,000	0,000	0,000	15,881
4	Потери реактивной электроэнергии в линиях	тыс. квар·ч	8,437	0,000	0,000	0,000	0,000	8,437
5	Потери активной электроэнергии холостого хода трансформаторов	тыс. кВт·ч	1,518	0,000	0,000	0,923	0,923	2,441
6	Потери реактивной электроэнергии холостого хода трансформаторов	тыс. квар·ч	13,233	0,000	0,000	7,253	7,253	20,486
7	Нагрузочные потери активной электроэнергии трансформаторов	тыс. кВт·ч	0,803	0,000	0,000	0,732	0,732	1,536
8	Нагрузочные потери реактивной электроэнергии трансформаторов	тыс. квар·ч	2,269	0,000	0,000	1,959	1,959	4,228
9	Потери активной электроэнергии в трансформаторах	тыс. кВт·ч	2,321	0,000	0,000	1,655	1,655	3,977
10	Потери реактивной электроэнергии в трансформаторах	тыс. квар·ч	15,503	0,000	0,000	9,212	9,212	24,714
11	Потери активной электроэнергии в токоограничивающих реакторах	тыс. кВт·ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
12	Потери реактивной электроэнергии в токоограничивающих реакторах	тыс. квар·ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
13	Суммарные нагрузочные потери активной электроэнергии	тыс. кВт·ч	16,684	0,000	0,000	0,732	0,732	17,416
14	Суммарные нагрузочные потери реактивной электроэнергии	тыс. квар·ч	10,706	0,000	0,000	1,959	1,959	12,665
15	Суммарные потери активной электроэнергии	тыс. кВт·ч	18,202	0,000	0,000	1,655	1,655	19,857
16	Суммарные потери реактивной электроэнергии	тыс. квар·ч	23,939	0,000	0,000	9,212	9,212	33,151
17	Средний коэффициент загрузки трансформаторов	%	24,26	0,00	0,00	31,92	31,92	26,83
18	Максимальные относительные потери напряжения	%	-	-	-	-	-	6,80
19	Установленная мощность трансформаторов	кВ·А	810,000	0,000	0,000	410,000	410,000	1220,000
20	Количество трансформаторов	штук	3	0	0	2	2	5
21	Количество трансформаторов с заданной нагрузкой	штук	3	0	0	2	2	5
22	Суммарная номинальная мощность двигателей	кВ·А	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
23	Количество двигателей	штук	0	0	0	0	0	0
24	Количество двигателей с заданной нагрузкой	штук	0	0	0	0	0	0
25	Количество узлов с заданной нагрузкой	штук	0	0	0	0	0	0
26	Суммарная мощность токоограничивающих реакторов	кВт	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
27	Количество токоограничивающих реакторов	штук	0	0	0	0	0	0
28	Количество воздушных участков	штук	9	0	0	0	0	9
29	Количество кабельных участков	штук	0	0	0	0	0	0
30	Общее количество участков	штук	9	0	0	0	0	9
31	Длина воздушных участков (по трассе)	км	29,000	0,000	0,000	0,000	0,000	29,000
32	Длина кабельных участков (по трассе)	км	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
33	Суммарная длина участков (по трассе)	км	29,000	0,000	0,000	0,000	0,000	29,000
34	Нагрузочные потери активной электроэнергии в линиях	%	6,76	0,00	0,00	0,00	0,00	6,76

Детально | Выход

Рисунок 5

Для наглядности результаты расчетов выводятся на электрическую схему: токи в ветвях, уровни напряжения в узлах, потоки активной и реактивной электроэнергии, рассчитанная нагрузка на трансформаторах и в узлах с нагрузкой в виде электроэнергии или тока. Также на расчетную схему можно вывести сопротивления элементов.

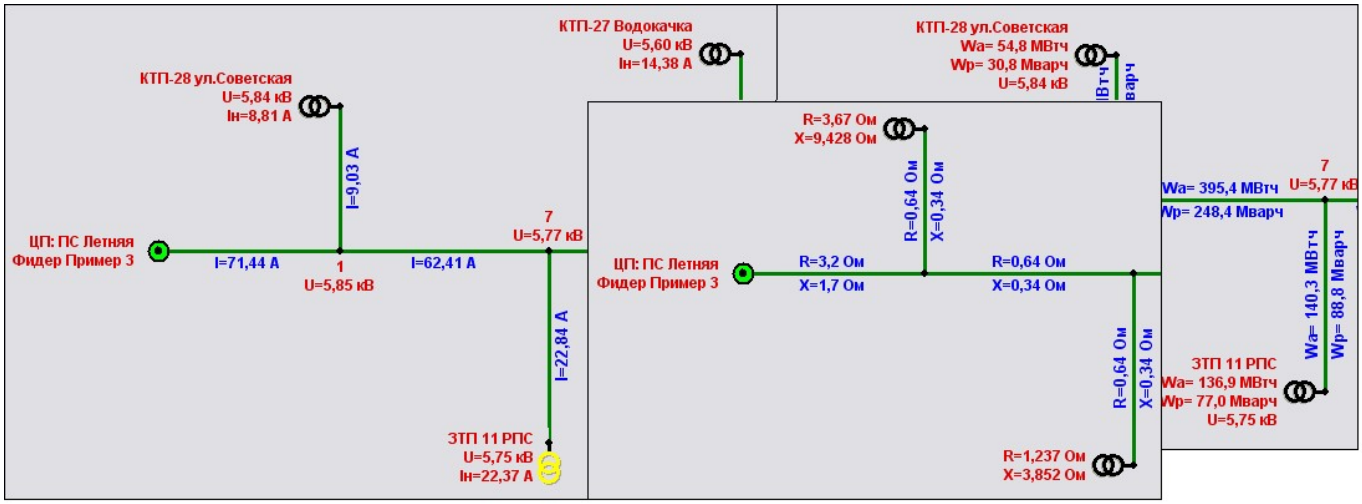
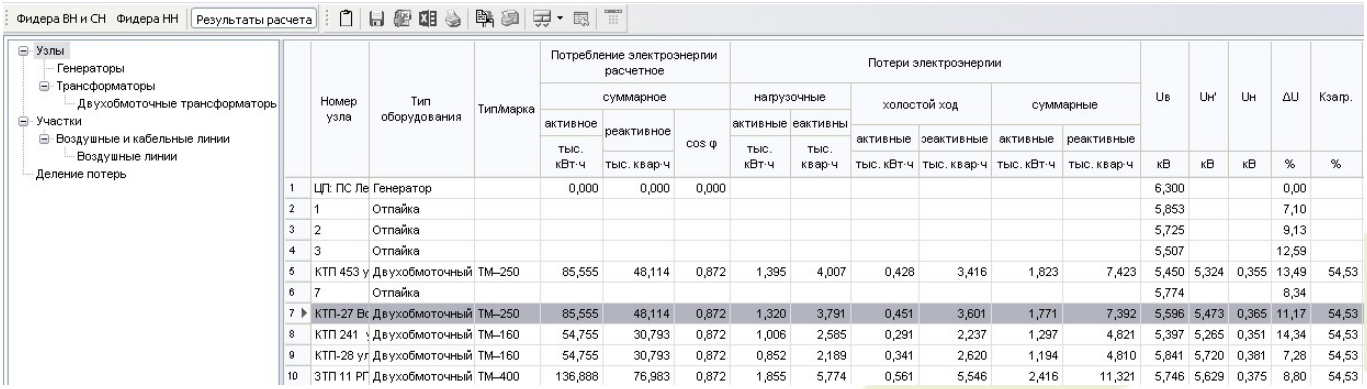


Рисунок 6

Детальные результаты расчета потерь мощности и потерь электроэнергии состоят из таблиц с подробной информацией о параметрах режима и результатах расчета по ветвям и узлам схемы.



Фидера ВН и СН | Фидера НН | Результаты расчета

- Узлы
  - Генераторы
  - Трансформаторы
    - Двухобмоточные трансформаторы
- Участки
  - Воздушные и кабельные линии
    - Воздушные линии
- Деление потерь

	Номер узла	Тип оборудования	Тип/марка	Потребление электроэнергии расчетное			Потери электроэнергии						Uв	Uн'	Uн	ΔU	Кзагр.
				суммарное			нагрузочные		холостой ход		суммарные						
				активное	реактивное	cos φ	активные	еактивны	активные	эеактивные	активные	реактивные					
				тыс. кВт·ч	тыс. квар·ч		тыс. кВт·ч	тыс. квар·ч	тыс. кВт·ч	тыс. квар·ч	тыс. кВт·ч	тыс. квар·ч	кВ	кВ	кВ	%	%
1	ЦП: ПС Ле	Генератор		0,000	0,000	0,000							6,300			0,00	
2	1	Отпайка											5,853			7,10	
3	2	Отпайка											5,725			9,13	
4	3	Отпайка											5,507			12,59	
5	КТП 453 у	Двухобмоточный	ТМ–250	85,555	48,114	0,872	1,395	4,007	0,428	3,416	1,823	7,423	5,450	5,324	0,355	13,49	54,53
6	7	Отпайка											5,774			8,34	
7	КТП-27 Вс	Двухобмоточный	ТМ–250	85,555	48,114	0,872	1,320	3,791	0,451	3,601	1,771	7,392	5,596	5,473	0,365	11,17	54,53
8	КТП 241 у	Двухобмоточный	ТМ–160	54,755	30,793	0,872	1,006	2,585	0,291	2,237	1,297	4,821	5,397	5,265	0,351	14,34	54,53
9	КТП-28 ул	Двухобмоточный	ТМ–160	54,755	30,793	0,872	0,852	2,189	0,341	2,620	1,194	4,810	5,841	5,720	0,381	7,28	54,53
10	ЗТП 11 РП	Двухобмоточный	ТМ–400	136,888	76,983	0,872	1,855	5,774	0,561	5,546	2,416	11,321	5,746	5,629	0,375	8,80	54,53

Рисунок 7

Результаты расчетов по желанию пользователя сохраняются в сводных таблицах, в которых они суммируются по центрам питания, районам электрических сетей и всем электрическим сетям в целом, что позволяет проводить подробный анализ результатов. Набор выводимых в отчеты показателей пользователь может настраивать самостоятельно.

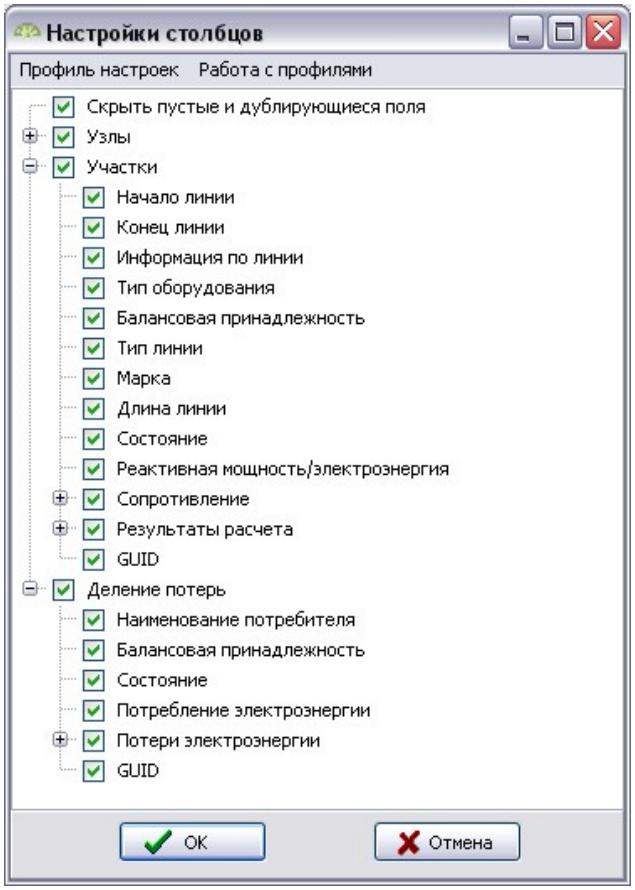
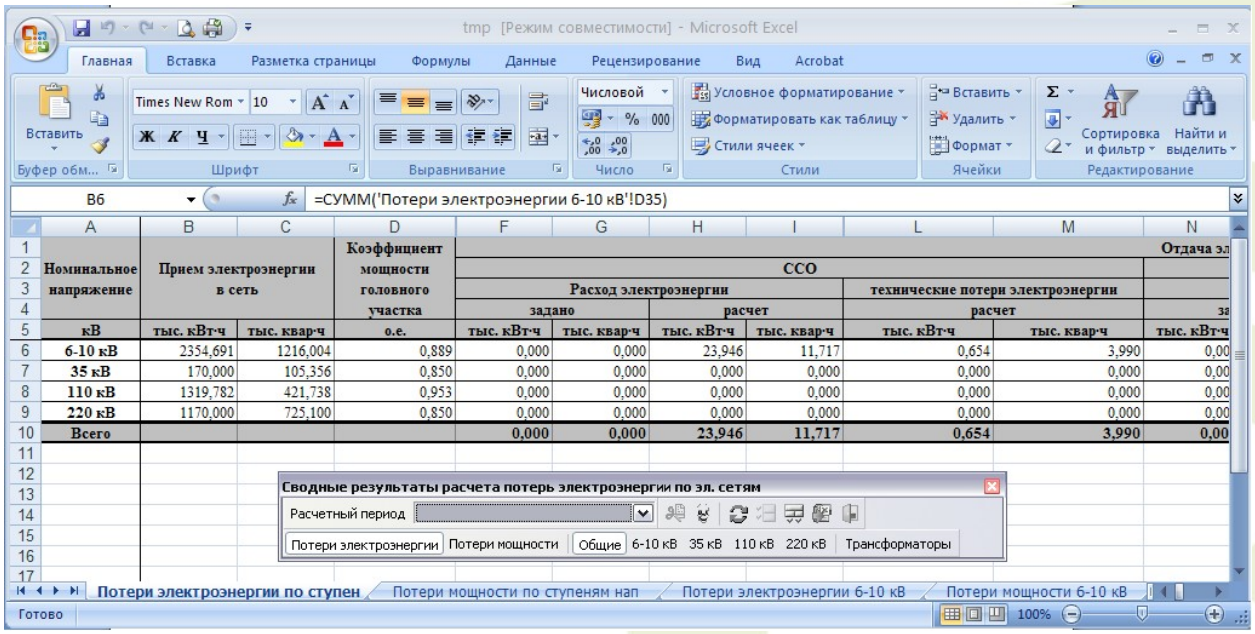


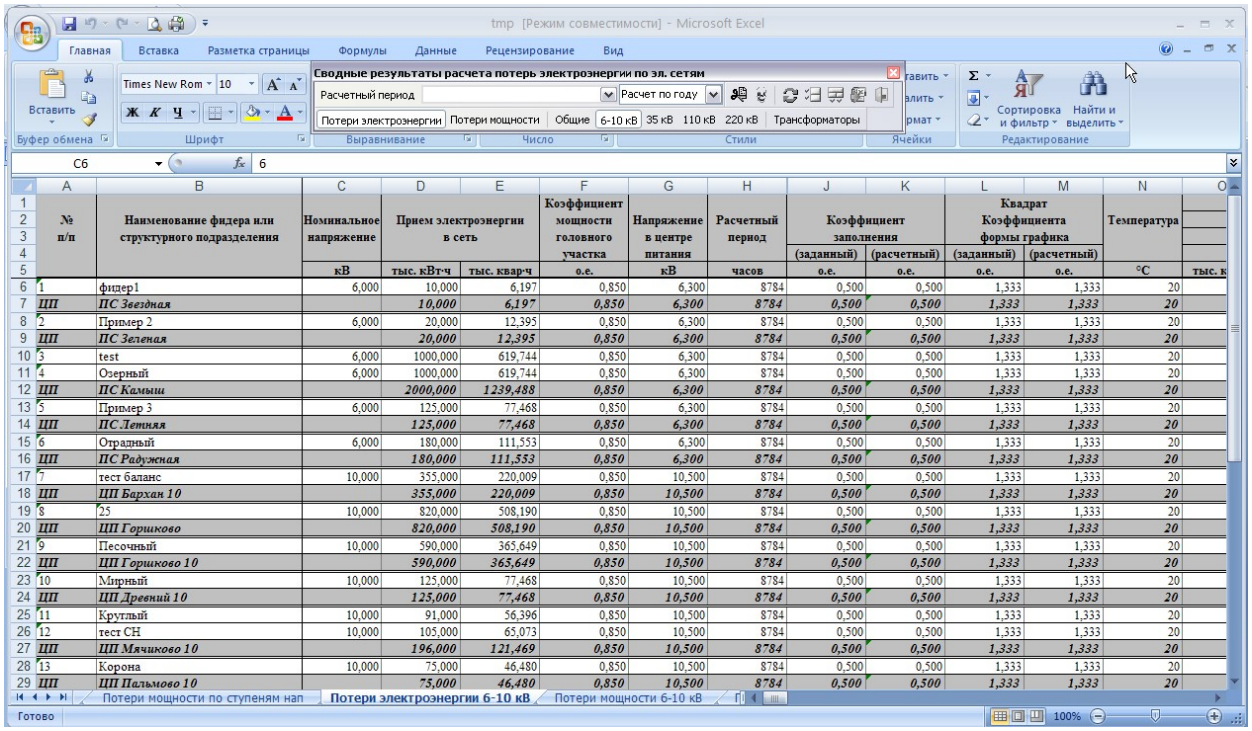
Рисунок 8

В результирующих сводных таблицах кроме исходных данных и структурных результатов расчета в абсолютных и относительных единицах хранятся параметры рассчитанной сети (установленная мощность и количество трансформаторов – на балансе и не на балансе, длины линий и т.п.), рассчитанный и фактический полезный отпуск и т.п.



Номинальное напряжение	Прием электроэнергии в сеть		Коэффициент мощности головного участка	ССО						Отдача эл
				Расход электроэнергии				технические потери электроэнергии		
				задано		расчет		расчет		за
кВ	тыс. кВт·ч	тыс. квар·ч	о.е.	тыс. кВт·ч	тыс. квар·ч	тыс. кВт·ч	тыс. квар·ч	тыс. кВт·ч	тыс. квар·ч	тыс. кВт·ч
6-10 кВ	2354,691	1216,004	0,889	0,000	0,000	23,946	11,717	0,654	3,990	0,00
35 кВ	170,000	105,356	0,850	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,00
110 кВ	1319,782	421,738	0,953	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,00
220 кВ	1170,000	725,100	0,850	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,00
Всего				0,000	0,000	23,946	11,717	0,654	3,990	0,00

Рисунок 9



tmp [Режим совместимости] - Microsoft Excel

Сводные результаты расчета потерь электроэнергии по эл. сетям

Расчетный период: Расчет по году

Потери электроэнергии | Потери мощности | Общие | 6-10 кВ | 35 кВ | 110 кВ | 220 кВ | Трансформаторы

№ п/п	Наименование фидера или структурного подразделения	Номинальное напряжение	Прием электроэнергии в сеть		Коэффициент мощности головного участка	Напряжение в центре питания	Расчетный период	Коэффициент заполнения		Квадрат Коэффициента формы графика		Температура
								(заданный)	(расчетный)	(заданный)	(расчетный)	
		кВ	тыс. кВт·ч	тыс. кварч	о.е.	кВ	часов	о.е.	о.е.	о.е.	о.е.	°С
1	фидер1	6,000	10,000	6,197	0,850	6,300	8784	0,500	0,500	1,333	1,333	20
ЦП	ПС Звездная		10,000	6,197	0,850	6,300	8784	0,500	0,500	1,333	1,333	20
2	Пример 2	6,000	20,000	12,395	0,850	6,300	8784	0,500	0,500	1,333	1,333	20
ЦП	ПС Зеленая		20,000	12,395	0,850	6,300	8784	0,500	0,500	1,333	1,333	20
3	test	6,000	1000,000	619,744	0,850	6,300	8784	0,500	0,500	1,333	1,333	20
4	Озерный	6,000	1000,000	619,744	0,850	6,300	8784	0,500	0,500	1,333	1,333	20
ЦП	ПС Камыш		2000,000	1239,488	0,850	6,300	8784	0,500	0,500	1,333	1,333	20
5	Пример 3	6,000	125,000	77,468	0,850	6,300	8784	0,500	0,500	1,333	1,333	20
ЦП	ПС Летняя		125,000	77,468	0,850	6,300	8784	0,500	0,500	1,333	1,333	20
6	Отрадный	6,000	180,000	111,553	0,850	6,300	8784	0,500	0,500	1,333	1,333	20
ЦП	ПС Радужная		180,000	111,553	0,830	6,300	8784	0,500	0,500	1,333	1,333	20
7	тест баланс	10,000	355,000	220,009	0,850	10,500	8784	0,500	0,500	1,333	1,333	20
ЦП	ЦП Бархан 10		355,000	220,009	0,850	10,500	8784	0,500	0,500	1,333	1,333	20
8	25	10,000	820,000	508,190	0,850	10,500	8784	0,500	0,500	1,333	1,333	20
ЦП	ЦП Горшково		820,000	508,190	0,850	10,500	8784	0,500	0,500	1,333	1,333	20
9	Песочный	10,000	590,000	365,649	0,850	10,500	8784	0,500	0,500	1,333	1,333	20
ЦП	ЦП Горшково 10		590,000	365,649	0,850	10,500	8784	0,500	0,500	1,333	1,333	20
10	Мирный	10,000	125,000	77,468	0,850	10,500	8784	0,500	0,500	1,333	1,333	20
ЦП	ЦП Древний 10		125,000	77,468	0,850	10,500	8784	0,500	0,500	1,333	1,333	20
11	Круглый	10,000	91,000	56,396	0,850	10,500	8784	0,500	0,500	1,333	1,333	20
12	тест СН	10,000	105,000	65,073	0,850	10,500	8784	0,500	0,500	1,333	1,333	20
ЦП	ЦП Мячиково 10		196,000	121,469	0,850	10,500	8784	0,500	0,500	1,333	1,333	20
13	Корона	10,000	75,000	46,480	0,850	10,500	8784	0,500	0,500	1,333	1,333	20
ЦП	ЦП Пальмово 10		75,000	46,480	0,830	10,500	8784	0,500	0,500	1,333	1,333	20

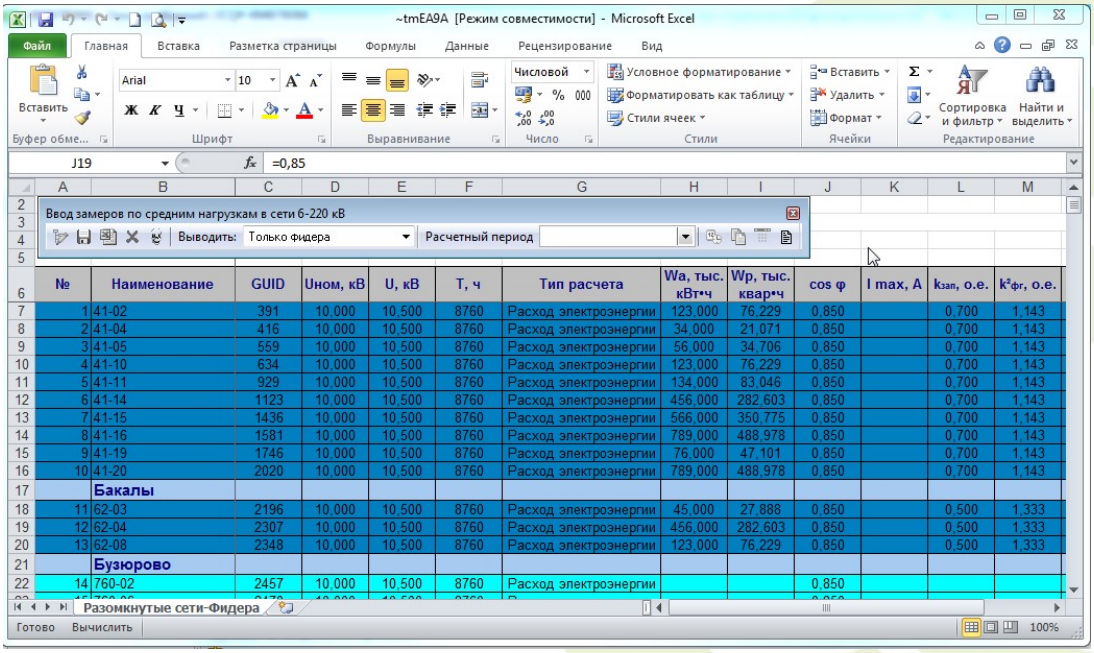
Потери мощности по ступеням нап | Потери электроэнергии 6-10 кВ | Потери мощности 6-10 кВ

Рисунок 10

Результаты расчета в сводной таблице можно просматривать по месяцам, кварталам, полугодиям и годам.

Все таблицы с результатами расчета (общие, детальные и сводные) можно сохранять в формате Microsoft Office. Это позволяет использовать широкие возможности этого Windows-приложения при составлении отчетов и анализе результатов.

Для облегчения выполнения расчетов по любому из описанных выше методов всех линий (или выделенной группы), хранящихся в базе, существуют таблицы замеров, в которых хранятся токи, уровни напряжения и коэффициенты мощности, отпуска электроэнергии в сеть. С помощью этих данных можно сразу выполнить расчеты всех выделенных линий, не открывая для просмотра рассчитываемую схему. При пофидерном расчете, значения из таблиц замеров предлагаются в качестве исходных данных по умолчанию.



~tmEA9A [Режим совместимости] - Microsoft Excel

Ввод замеров по средним нагрузкам в сети 6-220 кВ

Выводить: Только фидера | Расчетный период

№	Наименование	GUID	Uном, кВ	U, кВ	T, ч	Тип расчета	Wa, тыс. кВт•ч	Wp, тыс. квар•ч	cos φ	I max, A	$k_{зап}$, о.е.	$k^2_{фг}$, о.е.
1	41-02	391	10,000	10,500	8760	Расход электроэнергии	123,000	76,229	0,850		0,700	1,143
2	41-04	416	10,000	10,500	8760	Расход электроэнергии	34,000	21,071	0,850		0,700	1,143
3	41-05	559	10,000	10,500	8760	Расход электроэнергии	56,000	34,706	0,850		0,700	1,143
4	41-10	634	10,000	10,500	8760	Расход электроэнергии	123,000	76,229	0,850		0,700	1,143
5	41-11	929	10,000	10,500	8760	Расход электроэнергии	134,000	83,046	0,850		0,700	1,143
6	41-14	1123	10,000	10,500	8760	Расход электроэнергии	456,000	282,603	0,850		0,700	1,143
7	41-15	1436	10,000	10,500	8760	Расход электроэнергии	566,000	350,775	0,850		0,700	1,143
8	41-16	1581	10,000	10,500	8760	Расход электроэнергии	789,000	488,978	0,850		0,700	1,143
9	41-19	1746	10,000	10,500	8760	Расход электроэнергии	76,000	47,101	0,850		0,700	1,143
10	41-20	2020	10,000	10,500	8760	Расход электроэнергии	789,000	488,978	0,850		0,700	1,143
	Бакалы											
11	62-03	2196	10,000	10,500	8760	Расход электроэнергии	45,000	27,888	0,850		0,500	1,333
12	62-04	2307	10,000	10,500	8760	Расход электроэнергии	456,000	282,603	0,850		0,500	1,333
13	62-08	2348	10,000	10,500	8760	Расход электроэнергии	123,000	76,229	0,850		0,500	1,333
	Бузюрово											
14	760-02	2457	10,000	10,500	8760	Расход электроэнергии			0,850			

Разомкнутые сети-Фидера

Рисунок 11

Расчеты замкнутой сети 6 кВ и выше

В Программном комплексе РТП 3 реализован расчет потерь мощности, режимных параметров и потерь электроэнергии в замкнутых электрических сетях с вводом схем методами средних нагрузок, времени использования максимума нагрузок и почасовых расчетов.

Расчеты выполняются аналогично расчетам разомкнутых электрических сетей с рядом характерных особенностей, связанных с моделированием расчетной схемы замкнутых сетей, а именно:

- наличие нескольких источников питания (генераторов);
- наличие закольцованных участков сети.

На генераторах задается расход электроэнергии, а на опорных – дополнительно напряжение и пределы регулирования реактивной мощности.

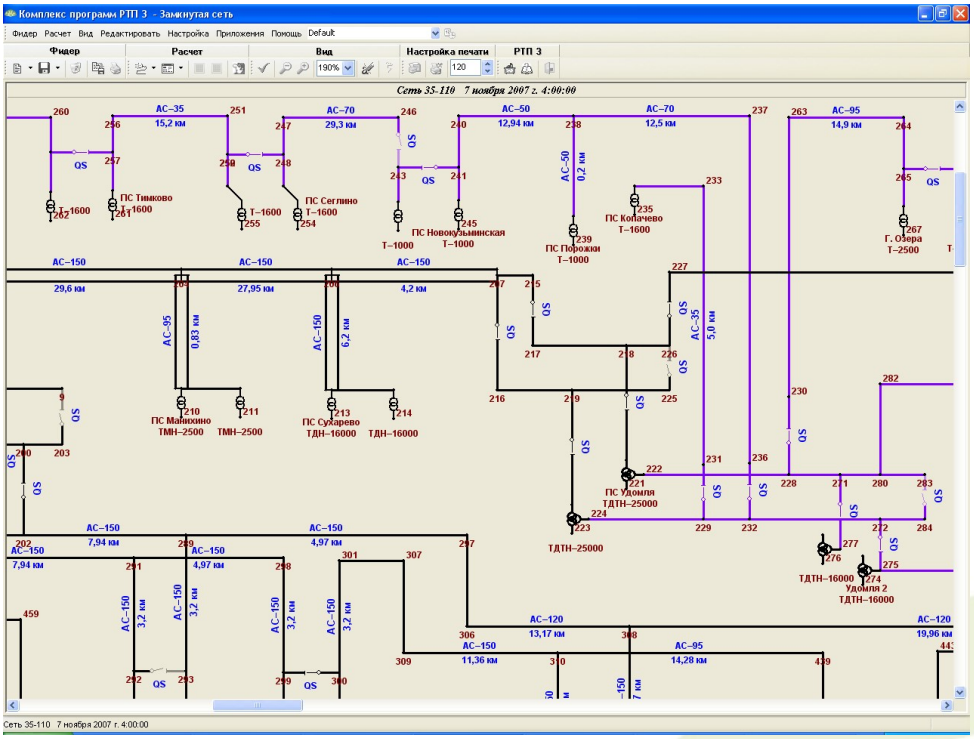


Рисунок 12

Оценка коммутационных переключений

В результате коммутационных переключений в ремонтных и послеаварийных режимах и, следовательно, в результате изменения конфигурации схемы электрической сети, могут возникнуть перегрузки линий и трансформаторов, недопустимые уровни напряжения в узлах, завышение потерь мощности и электроэнергии в сети.

В программе предусмотрена оценка режимных последствий оперативных переключений в сети, позволяющая пользователю самостоятельно оценивать допустимость режимов по уровням напряжения, потерям мощности и электроэнергии, току нагрузки. Для этого необходимо путем переключений отдельных участков распределительных линий с одного центра питания на другой выполнить моделирование новой схемы электрической сети. Предварительно необходимо установить связи между узлами сети через точки токораздела. Количество связываемых между собой схем не ограничено.

Для оценки допустимости коммутационных переключений и их влияния на режимы работы сети и потери мощности в них, необходимо выполнить сравнение результатов расчета потерь электроэнергии, режимных параметров в электрических сетях до и после выполненных переключений в сети (рис. 6,7).

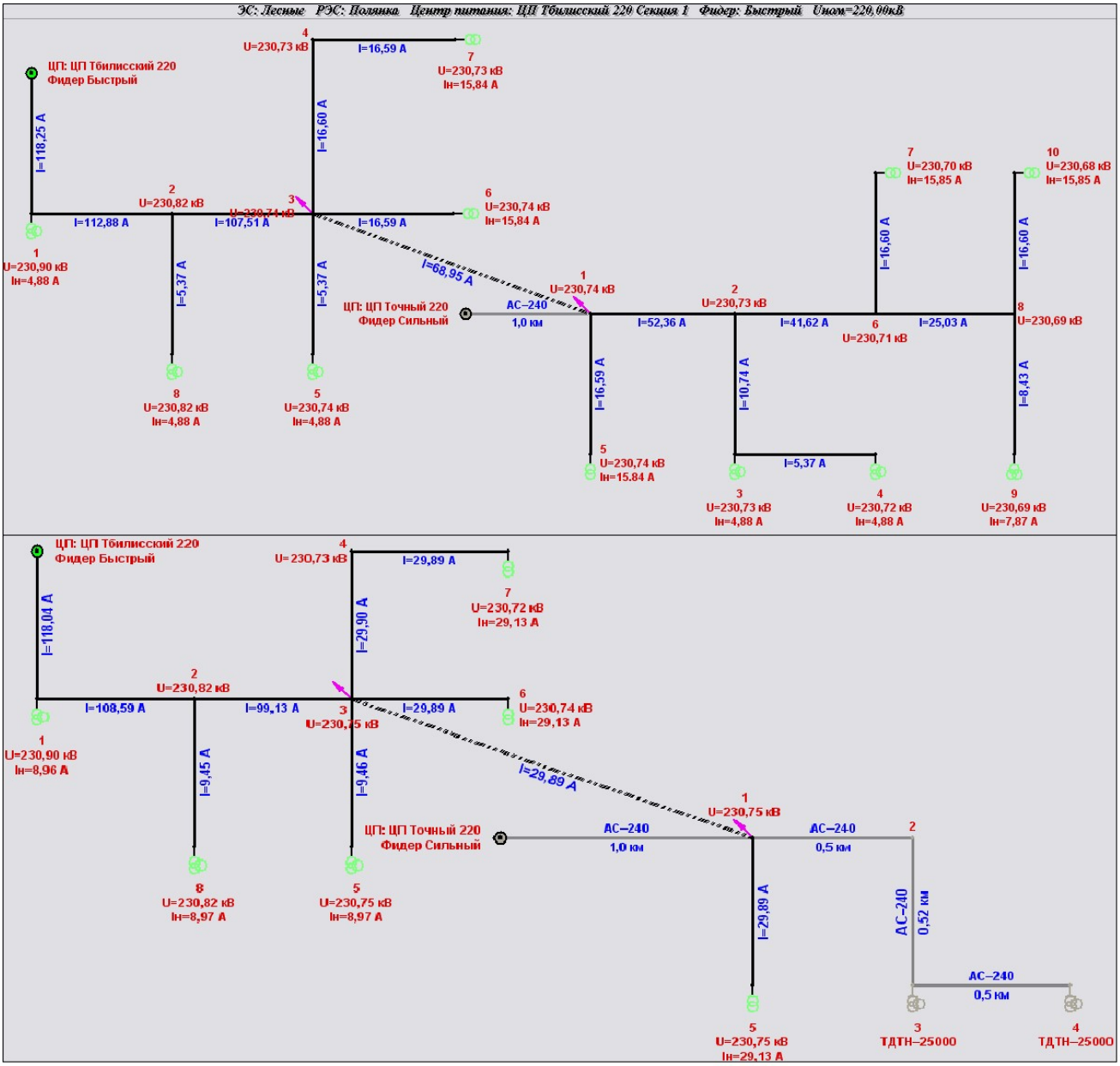


Рисунок 13

Расчеты сети 0,4 кВ

Для расчета потерь электроэнергии в электрической сети 0,4 кВ предусмотрено несколько методов. Главное их отличие между собой – это использование схемы сети для расчета или выполнение расчетов без схемы. Для расчета потерь без ввода схемы используется два метода – по потере напряжения и по обобщенным параметрам.

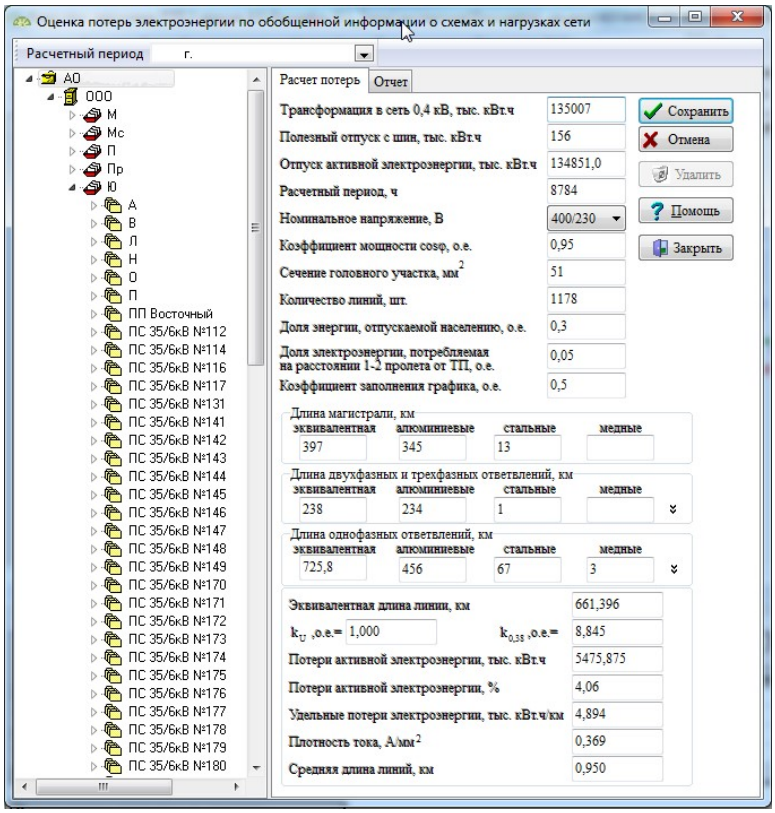


Рисунок 14

При расчете потерь электроэнергии с одновременным расчетом режимных параметров сети 0,4 кВ должна быть введена электрическая схема сети. При вводе линии 0,38 кВ используются списки названий ранее введенных электрических сетей; районов электрических сетей; центров питания; фидеров 6(10) кВ и наименований ТП 6-10/0,4 кВ.

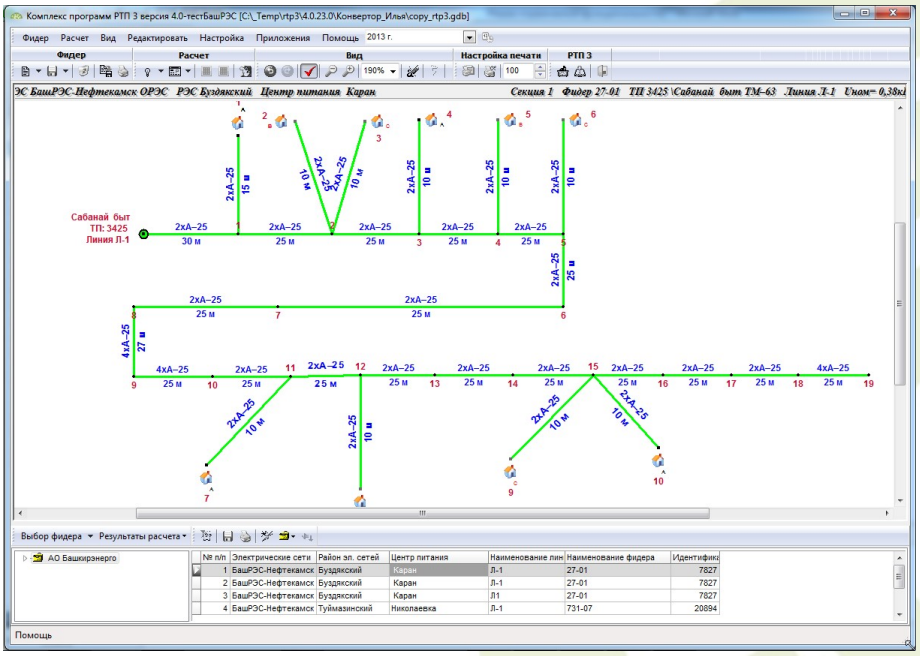


Рисунок 15

Свойства участка линии 0,38 кВ имеют свои особенности. Обязательными дополнительными полями для заполнения в отличие от свойств линий 6(10)-220 кВ являются: исполнение участка (однофазное, двухфазное или трехфазное), марки проводов нулевого и фазного провода. При выборе марки фазного провода автоматически предлагается та же марка для нулевого, которую при необходимости можно изменять. Так как линии 0,38 кВ менее протяженные по сравнению с линиями других ступеней напряжений, то длины участков низковольтной сети вводятся в метрах, а не в километрах.

У потребителей, присоединенных к узлам электрической сети, в свойствах указывается характер нагрузки: производственный, коммунально-бытовой или смешанный. В соответствии с характером нагрузки из редактируемых справочников выбирается коэффициент мощности, значение которого при необходимости можно изменить, и присваивается соответствующий рисунок отображения данного потребителя на схеме. В качестве задания нагрузки у абонентов предусмотрены следующие варианты: потребленная электроэнергия, ток, измеренная мощность, заявленный максимум. Обязательной информацией о присоединении абонента к схеме является выбор подключения – однофазное или трехфазное.

Так же как и для сети 6(10)-220 кВ, для электрической сети 0,4 кВ реализованы два метода расчета потерь электроэнергии (в дополнение к оценочным методам расчету потерь электроэнергии в линиях 0,38 кВ по потере напряжения и обобщенным параметрам): по числу часов наибольших потерь мощности и по средним нагрузкам.

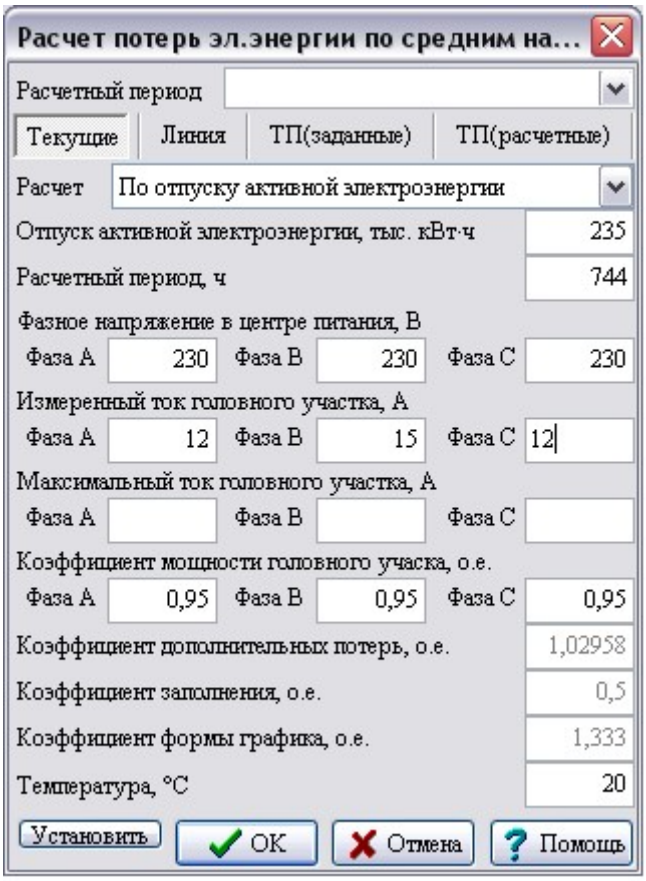


Рисунок 16

Для всех методов обязательным является ввод фазных значений напряжения на секции 0,4 кВ распределительного трансформатора и фазных токов головного участка, с использованием которых учитывается несимметрия загрузки фаз.

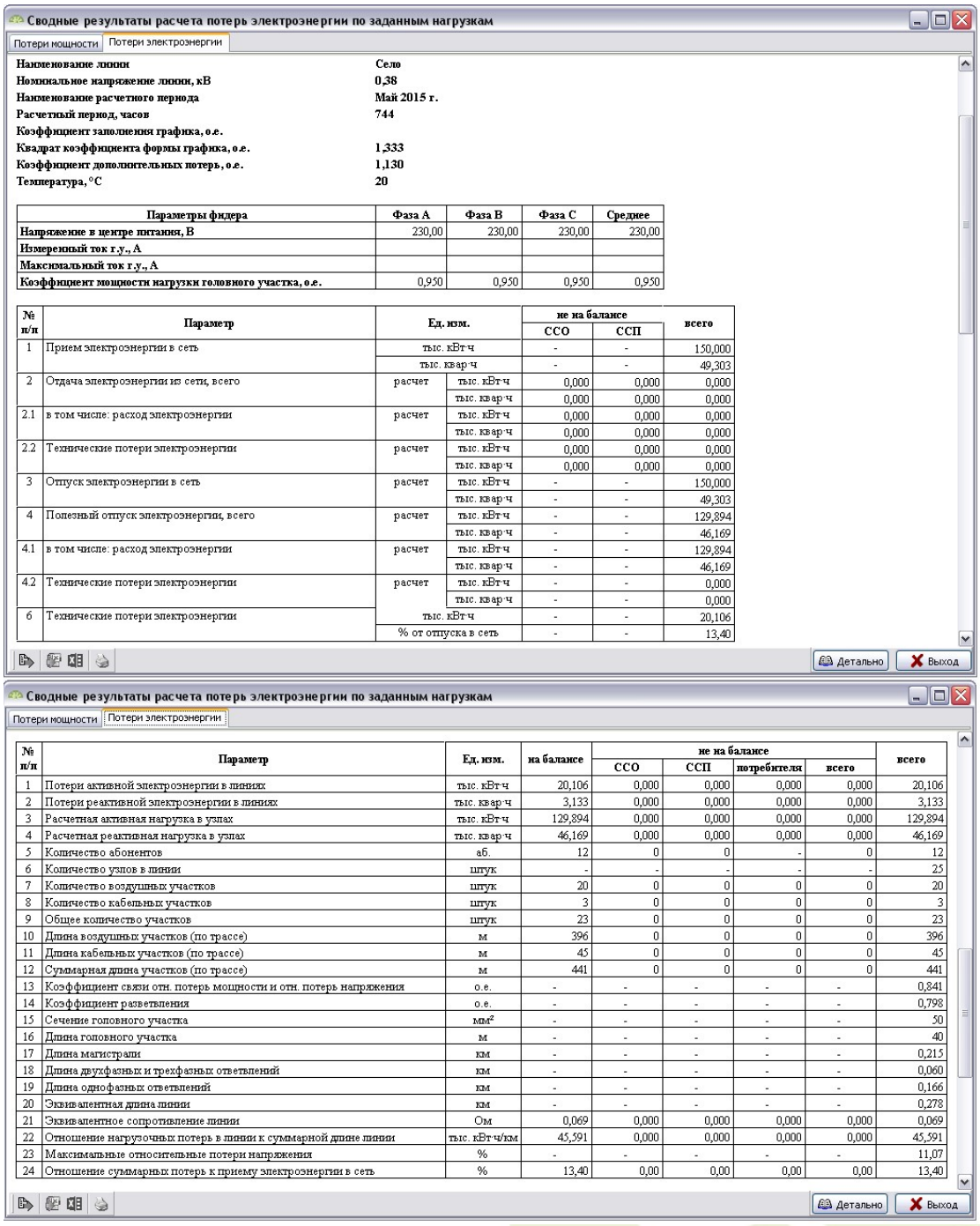
Предусмотрены три варианта задания исходных данных для расчета потерь электроэнергии в линиях 0,38 кВ:

1) заданные на распределительных трансформаторах 6(10)/0,4 кВ отпуска электроэнергии в сеть 0,38 кВ, определенные по счетчикам, установленным на вводе трансформатора, и измеренные фазные токи;

2) определенные по результатам расчета потерь электроэнергии в электрической сети 6(10) кВ режимные параметры (фазные уровни напряжения и токи на стороне 0,4 кВ) и отпуска электроэнергии в сеть 0,4 кВ по распределительному трансформатору 6(10)/0,4 кВ;

3) заданные по каждой линии 0,38 кВ отпуск электроэнергии в сеть и измеренные режимные параметры (фазные уровни напряжения и токи).

Результаты расчета выводятся на схему и представляются в виде общей таблицы и детальных результатов расчетов потерь мощности и электроэнергии по каждому элементу в виде двух таблиц (аналогично расчетам сети 6(10)-220 кВ).



Сводные результаты расчета потерь электроэнергии по заданным нагрузкам

Потери мощности | Потери электроэнергии

Наименование ЛЭПЭП	Село
Номинальное напряжение ЛЭПЭП, 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, °С	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 ССО	не на балансе ССП	всего
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

Детально | Выход

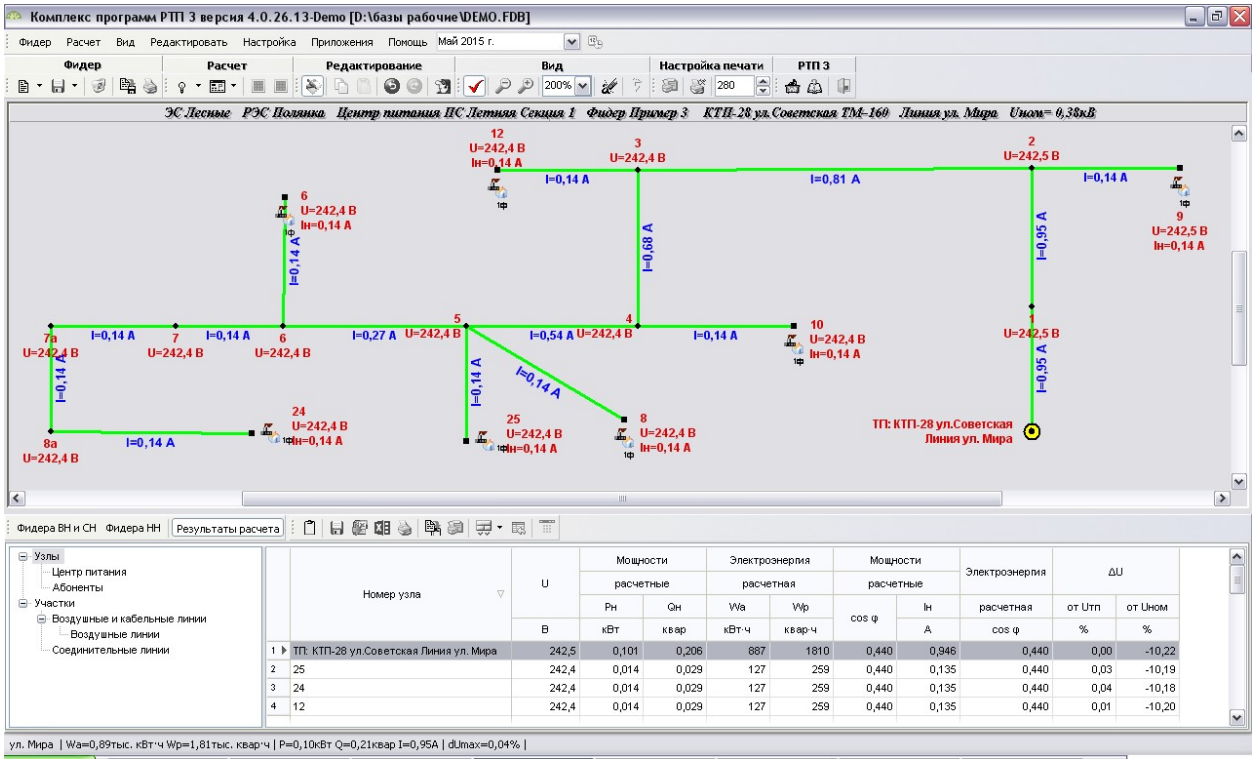
Сводные результаты расчета потерь электроэнергии по заданным нагрузкам

Потери мощности | Потери электроэнергии

№ п/п	Параметр	Ед. изм.	на балансе	не на балансе ССО	не на балансе ССП	не на балансе потребителя	не на балансе всего	всего
1	Потери активной электроэнергии в линиях	тыс. кВт·ч	20,106	0,000	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	0,000	3,133
3	Расчетная активная нагрузка в узлах	тыс. кВт·ч	129,894	0,000	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	0,000	46,169
5	Количество абонентов	аб.	12	0	0	-	0	12
6	Количество узлов в линии	штук	-	-	-	-	-	25
7	Количество воздушных участков	штук	20	0	0	0	0	20
8	Количество кабельных участков	штук	3	0	0	0	0	3
9	Общее количество участков	штук	23	0	0	0	0	23
10	Длина воздушных участков (по трассе)	м	396	0	0	0	0	396
11	Длина кабельных участков (по трассе)	м	45	0	0	0	0	45
12	Суммарная длина участков (по трассе)	м	441	0	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	0,000	0,069
22	Отношение нагрузочных потерь в линии к суммарной длине линии	тыс. кВт·ч/км	45,591	0,000	0,000	0,000	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	0,00	13,40

Детально | Выход

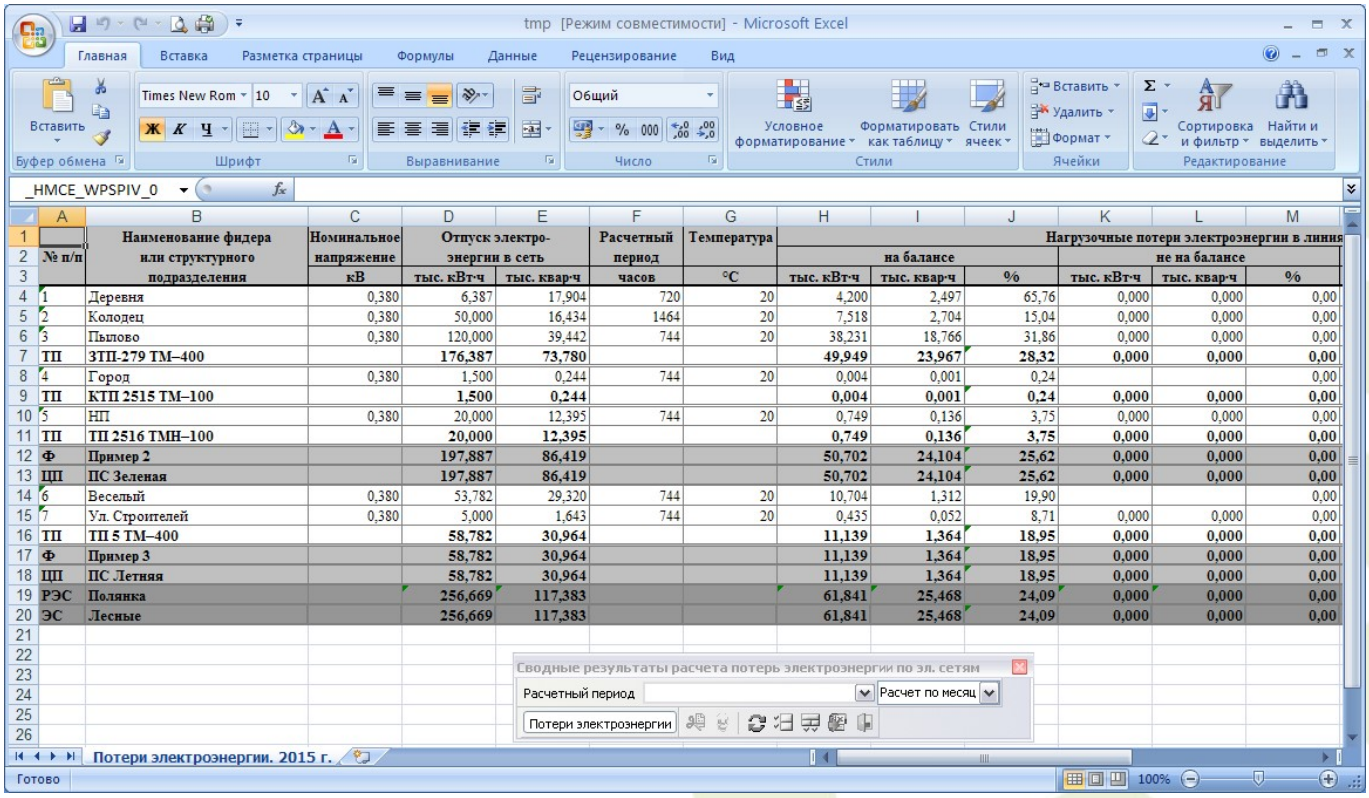
Рисунок 17



	Номер узла	U	Мощности расчетные		Электроэнергия расчетная		Мощности расчетные		Электроэнергия	ΔU	
			Pн	Qн	Wa	Wp	cos φ	Iн	расчетная	от Uтп	от Uном
		В	кВт	квар	кВт·ч	квар·ч		А	cos φ	%	%
1	ТП: КТП-28 ул.Советская Линия ул. Мира	242,5	0,101	0,206	887	1810	0,440	0,946	0,440	0,00	-10,22
2	25	242,4	0,014	0,029	127	259	0,440	0,135	0,440	0,03	-10,19
3	24	242,4	0,014	0,029	127	259	0,440	0,135	0,440	0,04	-10,18
4	12	242,4	0,014	0,029	127	259	0,440	0,135	0,440	0,01	-10,20

Рисунок 18

Результаты расчета по всей электрической сети 0,4 кВ с использованием всех методов (так же как и для сети более высокого номинального напряжения) можно сохранять в сводной таблице (соответствующей используемому методу), в которой происходит суммирование результатов расчета по ТП 6-10/0,4 кВ, фидерам 6 (10) кВ, центрам питания, районам электрических сетей, по всем электрическим сетям. Все сводные таблицы содержат не только результаты расчета, но и исходные данные.

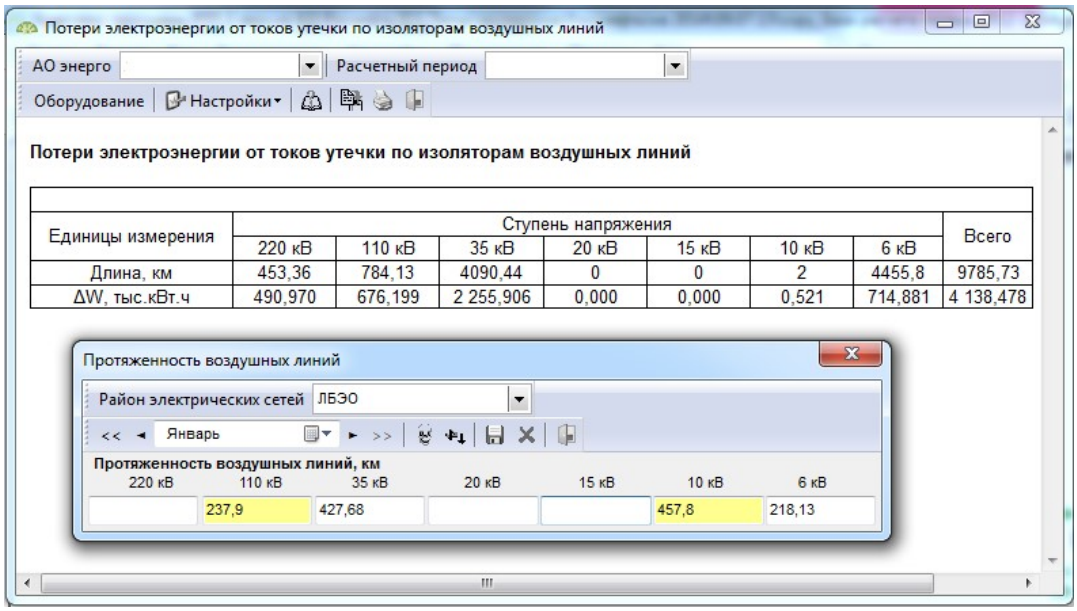


№ п/п	Наименование фидера или структурного подразделения	Номинальное напряжение кВ	Отпуск электроэнергии в сеть тыс. кВт·ч	тыс. квар·ч	Расчетный период часов	Температура °С	Нагрузочные потери электроэнергии в линии на балансе тыс. кВт·ч	тыс. квар·ч	%	не на балансе тыс. кВт·ч	тыс. квар·ч	%
1	Деревня	0,380	6,387	17,904	720	20	4,200	2,497	65,76	0,000	0,000	0,00
2	Колодец	0,380	50,000	16,434	1464	20	7,518	2,704	15,04	0,000	0,000	0,00
3	Пылово	0,380	120,000	39,442	744	20	38,231	18,766	31,86	0,000	0,000	0,00
ТП	ЗТП-279 ТМ–400		176,387	73,780			49,949	23,967	28,32	0,000	0,000	0,00
4	Город	0,380	1,500	0,244	744	20	0,004	0,001	0,24			0,00
ТП	КТП 2515 ТМ–100		1,500	0,244			0,004	0,001	0,24	0,000	0,000	0,00
5	НП	0,380	20,000	12,395	744	20	0,749	0,136	3,75	0,000	0,000	0,00
ТП	ТП 2516 ТМН–100		20,000	12,395			0,749	0,136	3,75	0,000	0,000	0,00
Ф	Пример 2		197,887	86,419			50,702	24,104	25,62	0,000	0,000	0,00
ЦП	ПС Зеленая		197,887	86,419			50,702	24,104	25,62	0,000	0,000	0,00
6	Веселый	0,380	53,782	29,320	744	20	10,704	1,312	19,90			0,00
7	Ул. Строителей	0,380	5,000	1,643	744	20	0,435	0,052	8,71	0,000	0,000	0,00
ТП	ТП 5 ТМ–400		58,782	30,964			11,139	1,364	18,95	0,000	0,000	0,00
Ф	Пример 3		58,782	30,964			11,139	1,364	18,95	0,000	0,000	0,00
ЦП	ПС Летняя		58,782	30,964			11,139	1,364	18,95	0,000	0,000	0,00
РЭС	Полянка		256,669	117,383			61,841	25,468	24,09	0,000	0,000	0,00
ЭС	Лесные		256,669	117,383			61,841	25,468	24,09	0,000	0,000	0,00

Рисунок 19

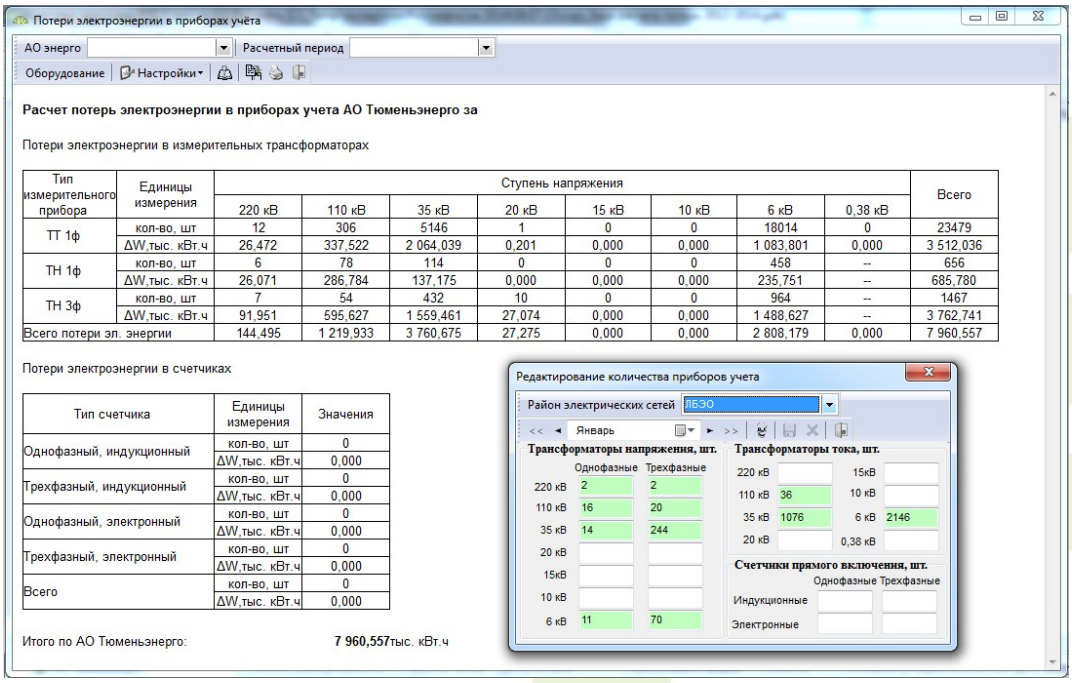
Расчет потерь электроэнергии в дополнительном оборудовании

В соответствии с действующим нормативным документом в Программном комплексе РТП 3 реализован расчет потерь электроэнергии в приборах учета (измерительных трансформаторов тока и напряжения, счетчиках), вентильных разрядниках, шунтирующих и токоограничивающих реакторах, синхронных компенсаторах, в ограничителях перенапряжения, в устройствах присоединения высокочастотной связи, в соединительных проводах и шинах подстанций, от токов утечки по изоляторам воздушных линий.



Единицы измерения	Ступень напряжения							Всего
	220 кВ	110 кВ	35 кВ	20 кВ	15 кВ	10 кВ	6 кВ	
Длина, км	453,36	784,13	4090,44	0	0	2	4455,8	9785,73
ΔW, тыс.кВт.ч	490,970	676,199	2 255,906	0,000	0,000	0,521	714,881	4 138,478

Рисунок 20



Тип измерительного прибора	Единицы измерения	Ступень напряжения								Всего
		220 кВ	110 кВ	35 кВ	20 кВ	15 кВ	10 кВ	6 кВ	0,38 кВ	
ТТ 1ф	кол-во, шт	12	306	5146	1	0	0	18014	0	23479
	ΔW,тыс. кВт.ч	26,472	337,522	2 064,039	0,201	0,000	0,000	1 083,801	0,000	3 512,036
ТН 1ф	кол-во, шт	6	78	114	0	0	0	458	--	656
	ΔW,тыс. кВт.ч	26,071	286,784	137,175	0,000	0,000	0,000	235,751	--	685,780
ТН 3ф	кол-во, шт	7	54	432	10	0	0	964	--	1467
	ΔW,тыс. кВт.ч	91,951	595,627	1 559,461	27,074	0,000	0,000	1 488,627	--	3 762,741
Всего потери эл. энергии		144,495	1 219,933	3 760,675	27,275	0,000	0,000	2 808,179	0,000	7 960,557

Тип счетчика	Единицы измерения	Значения
Однофазный, индукционный	кол-во, шт	0
	ΔW,тыс. кВт.ч	0,000
Трехфазный, индукционный	кол-во, шт	0
	ΔW,тыс. кВт.ч	0,000
Однофазный, электронный	кол-во, шт	0
	ΔW,тыс. кВт.ч	0,000
Трехфазный, электронный	кол-во, шт	0
	ΔW,тыс. кВт.ч	0,000
Всего	кол-во, шт	0
	ΔW,тыс. кВт.ч	0,000

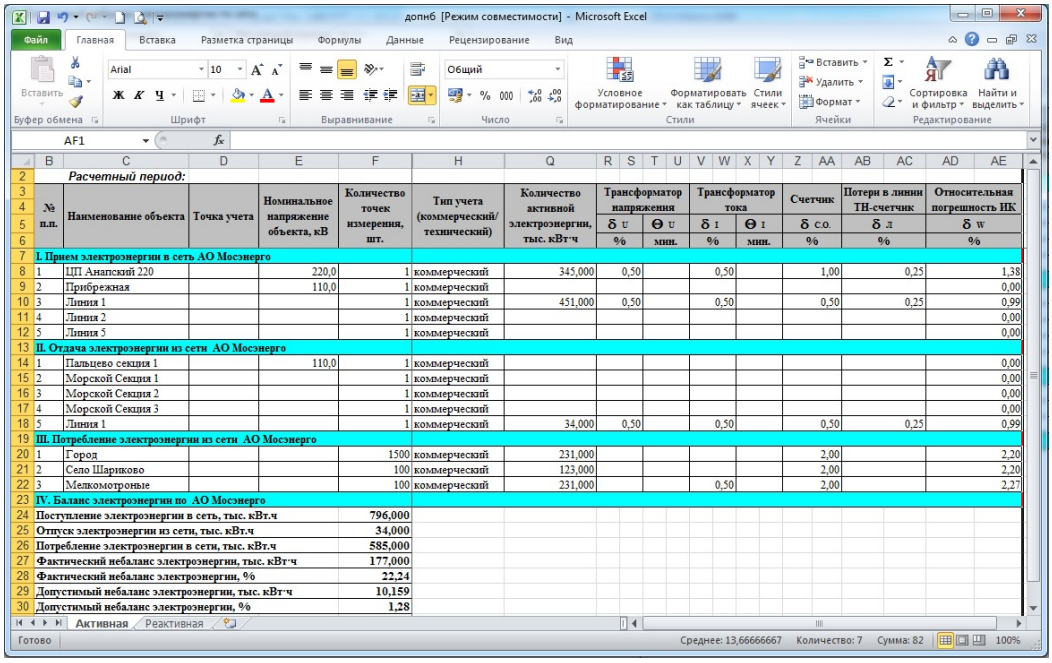
Рисунок 21

Расчет потерь электроэнергии, обусловленных погрешностями средств измерения

В программе предусмотрен расчет потерь электроэнергии, обусловленных допустимыми погрешностями системы учета электроэнергии.

Расчет потерь электроэнергии, обусловленных допустимыми погрешностями приборов учета, выполняется с использованием классов точности измерительных трансформаторов и счетчиков и потерь с линии присоединения счетчика к измерительному трансформатору напряжения.

Дополнительно реализован расчет потерь электроэнергии, обусловленных погрешностями системы учета электроэнергии, с учетом угловых погрешностей измерительных трансформаторов, рабочего тока измерительного трансформатора в процентах от номинального значения (указывается либо непосредственно пользователем в свойствах, либо определяется расчетным путем Программным комплексом РТП 3).



Расчетный период:

№ п.п.	Наименование объекта	Точка учета	Номинальное напряжение объекта, кВ	Количество точек измерения, шт.	Тип учета (коммерческий/технический)	Количество активной электроэнергии, тыс. кВт·ч	Трансформатор напряжения δ U %	Трансформатор напряжения Θ U мин.	Трансформатор тока δ I %	Трансформатор тока Θ I мин.	Счетчик δ сч. %	Потери в линии ТН-счетчик δ л %	Относительная погрешность ИК δ w %
I. Прием электроэнергии в сеть АО Мосэнерго													
1	ЦП Анапский 220		220,0	1	коммерческий	345,000	0,50		0,50		1,00	0,25	1,38
2	Прибрежная		110,0	1	коммерческий								0,00
3	Линия 1			1	коммерческий	451,000	0,50		0,50		0,50	0,25	0,99
4	Линия 2			1	коммерческий								0,00
5	Линия 5			1	коммерческий								0,00
II. Отдача электроэнергии из сети АО Мосэнерго													
1	Пальцево секция 1		110,0	1	коммерческий								0,00
2	Морской Секция 1			1	коммерческий								0,00
3	Морской Секция 2			1	коммерческий								0,00
4	Морской Секция 3			1	коммерческий								0,00
5	Линия 1			1	коммерческий	34,000	0,50		0,50		0,50	0,25	0,99
III. Потребление электроэнергии из сети АО Мосэнерго													
1	Город			1500	коммерческий	231,000					2,00		2,20
2	Село Шариково			100	коммерческий	123,000					2,00		2,20
3	Мелкомотроные			100	коммерческий	231,000			0,50		2,00		2,27
IV. Баланс электроэнергии по АО Мосэнерго													
Поступление электроэнергии в сеть, тыс. кВт.ч				796,000									
Отпуск электроэнергии из сети, тыс. кВт.ч				34,000									
Потребление электроэнергии в сети, тыс. кВт.ч				585,000									
Фактический небаланс электроэнергии, тыс. кВт·ч				177,000									
Фактический небаланс электроэнергии, %				22,24									
Допустимый небаланс электроэнергии, тыс. кВт·ч				10,159									
Допустимый небаланс электроэнергии, %				1,28									

Рисунок 22

Структура технологических потерь электроэнергии

Для просмотра итогового значения норматива потерь электроэнергии по уровням напряжения (ВН, СН1, СН2, НН) и структурным составляющим разработана сводная таблица, в которой представлены результаты расчета:

- нагрузочных потерь в трансформаторах, воздушных и кабельных линиях;
- потерь холостого хода в трансформаторах;
- потерь на корону и от токов утечки в воздушных линиях;
- потерь в изоляции кабельных линий;
- потерь электроэнергии в дополнительном оборудовании: в приборах учета (измерительных трансформаторов тока и напряжения, счетчиках прямого включения), в ограничителях перенапряжений; в устройствах присоединения ВЧ-связи; в соединительных проводах и шинах подстанций;
- фактического расхода на собственные нужды подстанций;
- потерь электроэнергии, обусловленных допустимыми погрешностями приборов учета.

Структура потерь электроэнергии

АО-Энерго | Расчетный период | Январь

Структура потерь электроэнергии **Расчетный период Январь**

Наименование структурных составляющих	Численные значения по ступеням напряжения														
	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	193 601,742			36 158,806			25 529,392			19 139,393			255 289,940		
Условно-постоянные потери электроэнергии	1 026,853	0,53	33,83	711,030	1,97	49,07	985,824	3,86	64,96	150,913	0,79	24,26	2 874,620	1,13	43,40
Холостой ход трансформаторов	536,380	0,28	17,67	326,975	0,90	22,57	834,068	3,27	54,96	--------	--------	--------	1 697,422	0,66	25,62
Корона в ВЛ	54,204	0,03	1,79	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	54,204	0,02	0,82
Потери от токов утечки	83,299	0,04	2,74	40,617	0,11	2,80	110,881	0,43	7,31	--------	--------	--------	234,798	0,09	3,54
Изоляция в КЛ							0,632	0,00	0,04	--------	--------	--------	0,632	0,00	0,01
ТТ	12,332	0,01	0,41	0,736	0,00	0,05	3,141	0,01	0,21	14,914	0,08	2,40	31,123	0,01	0,47
ТН	36,436	0,02	1,20	16,205	0,04	1,12	25,000	0,10	1,65	--------	--------	--------	77,640	0,03	1,17
Счетчики	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	135,999	0,71	21,86	135,999	0,05	2,05
Шунтирующие реакторы										--------	--------	--------			
СППС	16,816	0,01	0,55	8,408	0,02	0,58	0,331	0,00	0,02	--------	--------	--------	25,556	0,01	0,39
Вентильные разрядники							11,712	0,05	0,77	--------	--------	--------	11,712	0,00	0,18
ОПН	2,466	0,00	0,08	0,274	0,00	0,02	0,058	0,00	0,00	--------	--------	--------	2,798	0,00	0,04
УПВЧ	1,046	0,00	0,03	0,085	0,00	0,01				--------	--------	--------	1,131	0,00	0,02
Компенсирующие устройства															
Расход электроэнергии на собственные нужды	283,872	0,15	9,35	317,730	0,88	21,93				--------	--------	--------	601,602	0,24	9,08
Переменные потери электроэнергии	1 800,545	0,93	59,31	698,998	1,93	48,24	504,278	1,98	33,23	450,623	2,35	72,43	3 454,445	1,35	52,15
Трансформаторы	123,524	0,06	4,07	73,796	0,20	5,09	82,932	0,32	5,46	--------	--------	--------	280,252	0,11	4,23
Линии	1 677,021	0,87	55,24	625,203	1,73	43,15	421,347	1,65	27,76	450,623	2,35	72,43	3 174,194	1,24	47,92
ТОР										--------	--------	--------			
Суммарные технические потери электроэнергии	2 827,398	1,46	93,14	1 410,028	3,90	97,32	1 490,103	5,84	98,19	601,537	3,14	96,69	6 329,065	2,48	95,54
Метрологическая составляющая потерь	208,252	0,11	6,86	38,895	0,11	2,68	27,461	0,11	1,81	20,588	0,11	3,31	295,196	0,12	4,46
Суммарные потери электроэнергии	3 035,650	1,57	100,00	1 448,923	4,01	100,00	1 517,564	5,94	100,00	622,124	3,25	100,00	6 624,261	2,59	100,00

Результаты сформированы при следующих настройках:

Отпуск электроэнергии в сеть: **расчетный**

Методы и периоды расчета
Расчет ВН и СН: **по средним нагрузкам за месяц**
Расчет НН: **по обобщенным параметрам за месяц**
Собственные нужды: **измерения за месяц**
Метрологическая составляющая: **расчет за месяц**

Уровень расчета
Измерительные приборы: **Район электрических сетей**
Изоляторы ВЛ: **Район электрических сетей**
Компенсирующие устройства: **Нет результатов**
Другое доп. оборудование: **Район электрических сетей**

Рисунок 23

Обосновывающие таблицы в соответствии с действующими отраслевыми документами

Предусмотрено формирование обосновывающих таблиц в соответствии с действующими отраслевыми документами. Часть таблиц автоматически заполняется из базы данных и результатов расчетов (структура потерь, объемы и характер использованного в расчетах оборудования), часть таблиц пользователем заполняются самостоятельно (балансы, динамика потерь), остальные таблицы формируются автоматически, как только пользователь введет необходимые данные. Сформированные таблицы сохраняются в итоговый файл формата MS Office Excel.

Таблицы "Инструкции по расчету и обоснованию технологических потерь электроэнергии"

Базовый год: 2010 | Регулируемый год: 2012

ВН-СН2: по средним нагрузкам (год) | НН по обобщенным параметрам (по месяцам) | СНПС по году | Метрологическая составляющая по месяцам | ТОР из схем | Данные Таблицы 4: расчетные пользовательские

Таблица 1 | Таблица 2 | Таблица 2А | Таблица 4 | Таблица 4А | Таблица 6 | Таблица 7 | Таблица 8 | Таблица 9 | Сводка | Динамика | Предложение

Таблица 6 - Сводный баланс электроэнергии по уровням напряжения в базовом и регулируемом годах

АО Башкирэнерго
наименование ТСО

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Численное значение показателя по уровням напряжения										
			Базовый год 2010					Регулируемый год 2012					
			Всего	ВН	СН1	СН2	НН	Всего	ВН	СН1	СН2	НН
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	Отпуск электроэнергии в сеть (п.5 таблицы 2, п.5 таблицы 2А)	тыс.кВт.ч	2 137 064,040	1 989 083,149	688 825,506	1 524 598,490	260 316,297	2 205 502,062	2 052 782,186	722 571,565	1 572 000,170	279 316,300
2	Отдача электроэнергии в сети смежного напряжения	тыс.кВт.ч		1 790 792,665	274 650,440	260 316,297			1 847 822,191	294 029,668	279 316,300	
3	Объем (количество) переданной (потребленной) электроэнергии всего,	тыс.кВт.ч	1 956 521,024	148 898,000	391 692,875	1 198 999,899	216 930,250	2 022 458,005	153 916,033	404 893,389	1 239 407,535	224 241,048
3.1	в том числе объем (количество) переданной (потребленной) электроэнергии потребителям, непосредственно подключенным к шинам подстанций	тыс.кВт.ч	1 275 338,638	474 239,532	165 178,844	633 304,813	2 615,450	1 275 338,650	474 239,540	165 178,850	633 304,810	2 615,450
3.2	расход электроэнергии на производственные (с учетом хозяйственных) нужды	тыс.кВт.ч	2 989,690	2 762,480		227,210		2 989,690	2 762,480		227,210	
4	Фактические (отчетные) потери электроэнергии в сети (п.1-п.2-п.3)	тыс.кВт.ч	180 543,016	49 392,484	22 482,191	65 282,294	43 386,047	183 044,057	51 043,962	23 648,508	53 276,335	55 075,252
4.1	СПРАВОЧНО: Фактические (отчетные) потери электроэнергии в процентах от отпуска электроэнергии в сеть (п.4/п.1)	%	8,45	2,48	3,26	4,28	16,67	8,30	2,49	3,27	3,39	19,72
5	Технологические потери электроэнергии	тыс.кВт.ч	157 960,304	37 669,915	21 601,981	91 351,416	7 336,992	164 481,202	38 814,545	22 847,535	94 682,035	8 137,088
6	Нетехнические потери электроэнергии (п.4-п.5)	тыс.кВт.ч	22 582,711	11 722,568	880,210	-26 069,121	36 049,055	18 562,855	12 229,417	800,973	-41 405,700	46 938,164
6.1	СПРАВОЧНО: Нетехнические потери электроэнергии в процентах от отпуска электроэнергии в сеть (п.6/п.1)	%	1,06	0,59	0,13	-1,71	13,85	0,84	0,60	0,11	-2,63	16,80
7	СПРАВОЧНО: Нормативные технологические потери электроэнергии в процентах от отпуска электроэнергии в сеть (п.5/п.1)	%	7,39	1,89	3,14	5,99	2,82	7,46	1,89	3,16	6,02	2,91

Подпись | Ф.И.О. | Должность

Рисунок 24

Расчет небаланса и количества неучтенной электроэнергии

Все расчеты потерь электроэнергии сопровождаются формированием структурных составляющих баланса электроэнергии (приема электроэнергии в сеть, отдачи электроэнергии из сети, фактических и технических потерь, отдачи в сети смежного напряжения, потребления электроэнергии). Расчет небаланса электроэнергии и количества неучтенной электроэнергии отличается использованием информации о потребителях, подключенных к электрической сети, и определением потерь электроэнергии, обусловленных допустимыми и фактическими погрешностями приборов учета.

Расчеты допустимых, фактических небалансов и количества неучтенной электроэнергии выполняются по нескольким уровням:

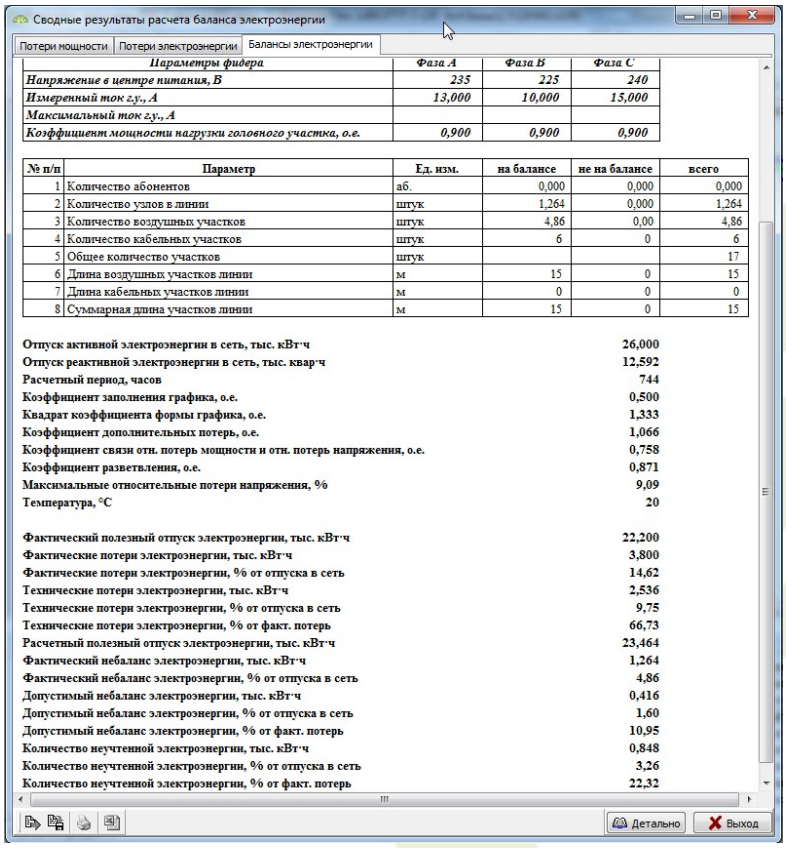
1) расчет небалансов для сети среднего и высокого напряжения по счетчикам, установленным на трансформаторах;

2) расчет небалансов для сети среднего напряжения по фактически потребленной электроэнергии потребителями;

3) расчет небалансов для сети низкого напряжения по фактически потребленной электроэнергии потребителями.

Формирование баланса выполняется по заданному активному отпуску электроэнергии на головном участке линии за рассчитываемый период, среднему напряжению за этот период на шинах питающей подстанции и коэффициенту мощности (с использованием метода средних нагрузок).

При расчете происходит формирование нагрузки в узлах – сумма потребленной электроэнергии по всем привязанным к этому узлу точкам измерения.


Сводные результаты расчета баланса электроэнергии

Потери мощности | Потери электроэнергии | Балансы электроэнергии

Параметры фидера	Фаза А	Фаза В	Фаза С
Напряжение в центре питания, В	235	225	240
Измеренный ток г.у., А	13,000	10,000	15,000
Максимальный ток г.у., А			
Коэффициент мощности нагрузки головного участка, о.е.	0,900	0,900	0,900

№ п/п	Параметр	Ед. изм.	на балансе	не на балансе	всего
1	Количество абонентов	аб.	0,000	0,000	0,000
2	Количество узлов в линии	штук	1,264	0,000	1,264
3	Количество воздушных участков	штук	4,86	0,00	4,86
4	Количество кабельных участков	штук	6	0	6
5	Общее количество участков	штук			17
6	Длина воздушных участков линии	м	15	0	15
7	Длина кабельных участков линии	м	0	0	0
8	Суммарная длина участков линии	м	15	0	15

Отпуск активной электроэнергии в сеть, тыс. кВт·ч	26,000
Отпуск реактивной электроэнергии в сеть, тыс. квар·ч	12,592
Расчетный период, часов	744
Коэффициент заполнения графика, о.е.	0,500
Квадрат коэффициента формы графика, о.е.	1,333
Коэффициент дополнительных потерь, о.е.	1,066
Коэффициент связи отн. потерь мощности и отн. потерь напряжения, о.е.	0,758
Коэффициент разветвления, о.е.	0,871
Максимальные относительные потери напряжения, %	9,09
Температура, °С	20
Фактический полезный отпуск электроэнергии, тыс. кВт·ч	22,200
Фактические потери электроэнергии, тыс. кВт·ч	3,800
Фактические потери электроэнергии, % от отпуска в сеть	14,62
Технические потери электроэнергии, тыс. кВт·ч	2,536
Технические потери электроэнергии, % от отпуска в сеть	9,75
Технические потери электроэнергии, % от факт. потерь	66,73
Расчетный полезный отпуск электроэнергии, тыс. кВт·ч	23,464
Фактический небаланс электроэнергии, тыс. кВт·ч	1,264
Фактический небаланс электроэнергии, % от отпуска в сеть	4,86
Допустимый небаланс электроэнергии, тыс. кВт·ч	0,416
Допустимый небаланс электроэнергии, % от отпуска в сеть	1,60
Допустимый небаланс электроэнергии, % от факт. потерь	10,95
Количество неучтенной электроэнергии, тыс. кВт·ч	0,848
Количество неучтенной электроэнергии, % от отпуска в сеть	3,26
Количество неучтенной электроэнергии, % от факт. потерь	22,32

Детально | Выход

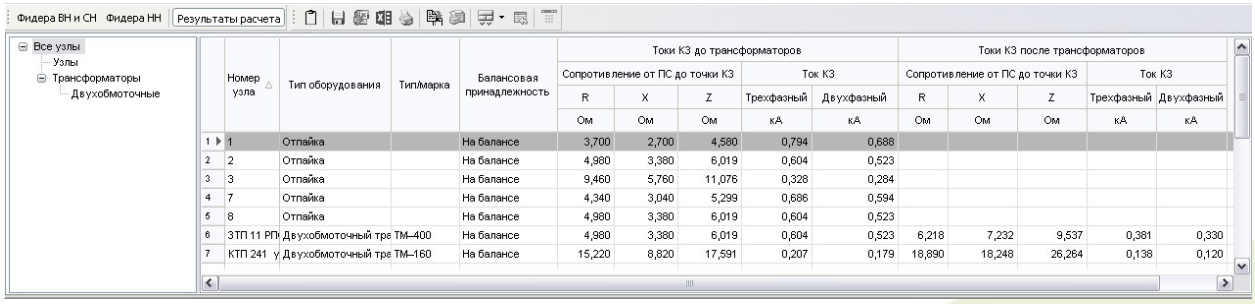
Рисунок 25

Допустимый небаланс электроэнергии определяется по погрешностям измерительных комплексов точек измерения в соответствии с заданными классами точности и по количеству электроэнергии, зафиксированной счетчиком, с учетом электроэнергии, поступившей на фидер. Для расчета допустимых небалансов электроэнергии обязательным является ввод в свойствах элементов сети (потребителей, трансформаторов, центров питания) информации по классам точности измерительных комплексов.

Результатами расчета баланса электроэнергии являются: фактический и рассчитанный полезный отпуск; технические потери электроэнергии в линиях и трансформаторах (если расчет выполнялся для сети 6(10) кВ или выше); фактический небаланс электроэнергии в абсолютных и относительных единицах; допустимый небаланс электроэнергии в абсолютных и относительных единицах, количество неучтенной электроэнергии. Относительные единицы структурных составляющих определяются в процентах от отпуска в сеть и от фактических потерь электроэнергии. После расчетов формируются сводные результаты по центрам питания, районам, предприятиям и системы в целом.

Расчеты токов короткого замыкания

Кроме расчета установившегося режима, потерь мощности и электроэнергии программа считает токи трехфазного и двухфазного коротких замыканий в любом узле фидера (в том числе за трансформатором). Каждая таблица содержит информацию о сопротивлениях от центра питания до узла сети и токах короткого замыкания. Определенные в результате расчета токи короткого замыкания выводится на расчетную схему.



	Номер узла	Тип оборудования	Тип/марка	Балансовая принадлежность	Токи КЗ до трансформаторов					Токи КЗ после трансформаторов				
					Сопротивление от ПС до точки КЗ			Ток КЗ		Сопротивление от ПС до точки КЗ			Ток КЗ	
					R	X	Z	Трехфазный	Двухфазный	R	X	Z	Трехфазный	Двухфазный
					Ом	Ом	Ом	кА	кА	Ом	Ом	Ом	кА	кА
1	1	Отпайка		На балансе	3,700	2,700	4,580	0,794	0,688					
2	2	Отпайка		На балансе	4,980	3,380	6,019	0,604	0,523					
3	3	Отпайка		На балансе	9,460	5,760	11,076	0,328	0,284					
4	7	Отпайка		На балансе	4,340	3,040	5,299	0,686	0,594					
5	8	Отпайка		На балансе	4,980	3,380	6,019	0,604	0,523					
6	3ТП 11 РП	Двухобмоточный тра	ТМ--400	На балансе	4,980	3,380	6,019	0,604	0,523	6,218	7,232	9,537	0,381	0,330
7	КТП 241 у	Двухобмоточный тра	ТМ--160	На балансе	15,220	8,820	17,591	0,207	0,179	18,890	18,248	26,264	0,138	0,120

Рисунок 26

Аналитический блок

В Программном комплексе РТП 3 предусмотрены различные проверки исходных данных и результатов расчета (замкнутость сети, коэффициенты загрузки трансформаторов, допустимое значение квадрата коэффициента формы графика, ток головного участка должен быть больше суммарного тока холостого хода установленных трансформаторов и т.д.).

Дополнительно разработано два приложения. Одно из приложений формирует сводку параметров оборудования и позволяет решить следующие задачи:

- сопоставить в одном окне рассчитанную и введенную базу данных по различным параметрам с делением по уровням напряжения (длины воздушных и кабельных линий, количество и мощность трансформаторов);

- оценить характеристику электрической сети по уровням напряжения (суммарные длины каждого введенного в схемах сечения, суммарное количество и мощность по каждому использованному типу трансформатора).

Второе приложение с помощью настраиваемых фильтров позволяет выполнить анализ исходных данных и результатов расчетов и выявить недопустимые показатели.

Для сетей 6 кВ и выше из рассчитанной базы данных выбираются те линии, которые подпадают под указанные пользователем условия, в том числе предусмотрена оценка следующих параметров: суммарные потери электроэнергии, максимальные потери напряжения от центра питания до узла, коэффициент заполнения и коэффициент формы графика нагрузки (для метода средних нагрузок), коэффициент мощности нагрузки, коэффициент загрузки трансформаторов, соотношение условно-постоянных потерь к нагрузочным. При задании нескольких условий возможен выбор линий, результаты в которых удовлетворяют нескольким условиям сразу, или сортировка будет выполняться по каждому заданному параметру отдельно.

Для сетей ниже 1 кВ предусмотрено два отдельных анализа – для метода обобщенных параметров и для методов, использующих для расчета ввод схемы. При поэлементном расчете возможен анализ по следующим показателям: суммарные потери электроэнергии, максимальные потери напряжения от центра питания до узла, максимальное отклонение напряжения от номинального, коэффициент заполнения и коэффициент формы графика нагрузки (для метода средних нагрузок), коэффициент мощности нагрузки, коэффициент несимметрии, годовые удельные потери, отношение длины магистрали к суммарной длине.

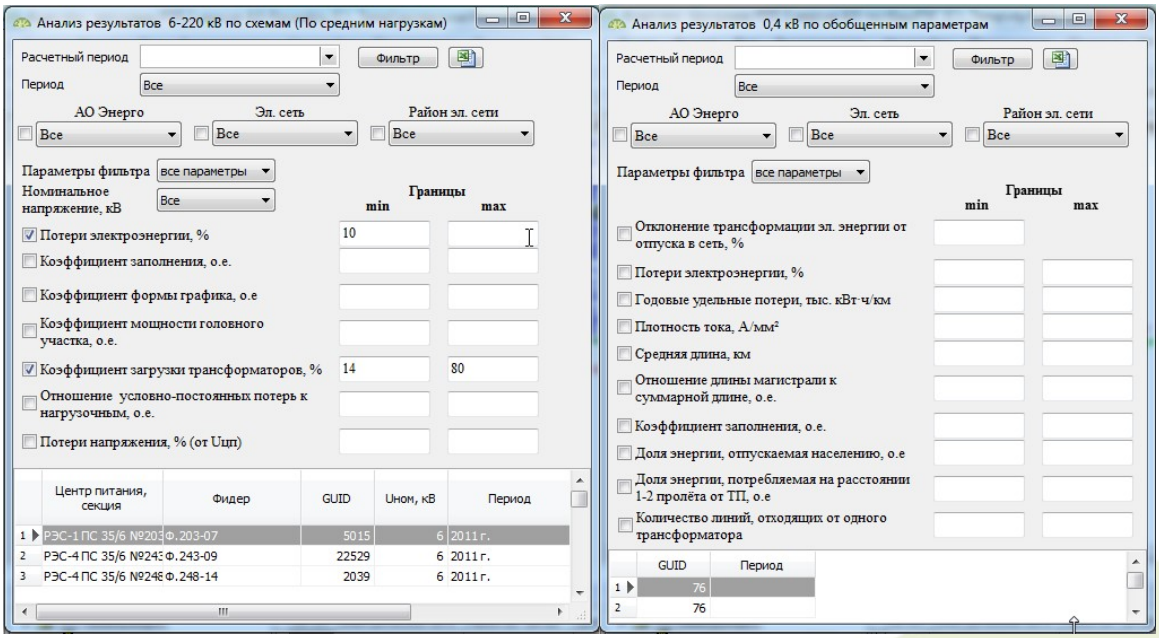


Рисунок 27

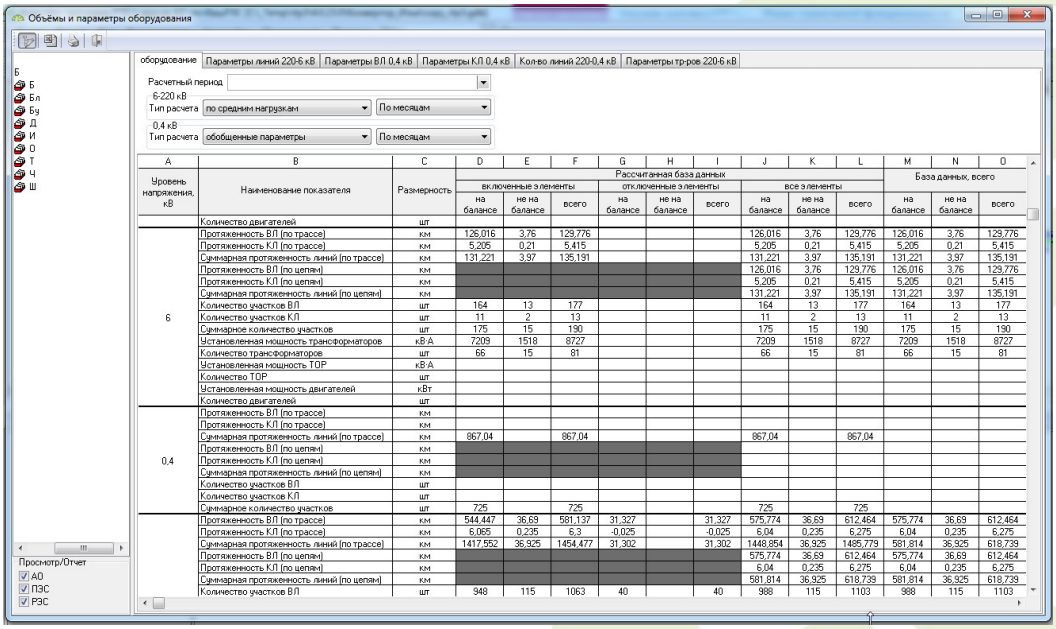
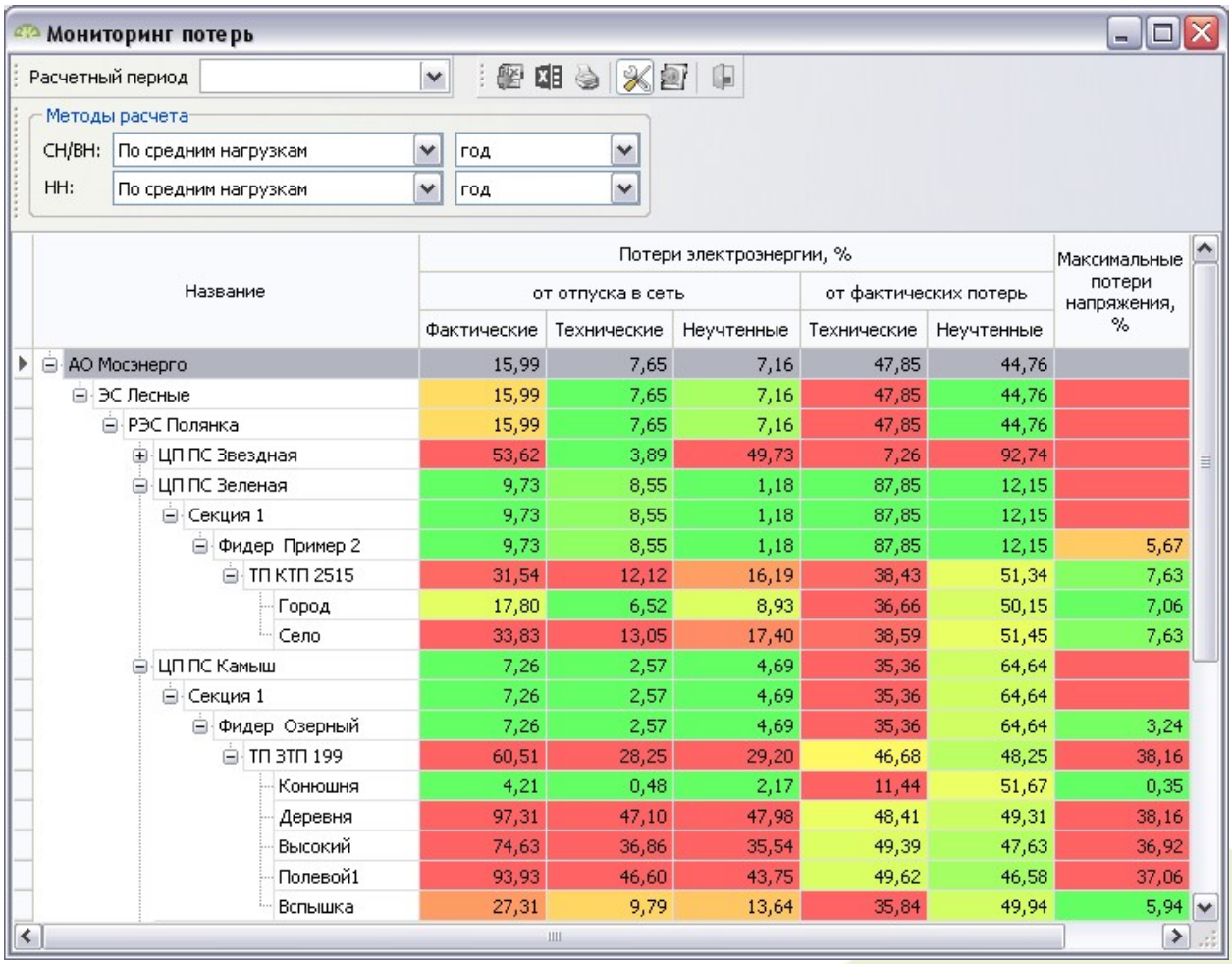


Рисунок 28

Мониторинг потерь электроэнергии в сети 6(10)/0,38 кВ

В программном комплексе РТП 3 реализована функция Мониторинг потерь, предназначенная для визуального сводного анализа результатов расчета потерь электроэнергии и максимальных потерь напряжения в электрической сети 6(10)/0,38 кВ.



Название	Потери электроэнергии, %					Максимальные потери напряжения, %
	от отпуска в сеть			от фактических потерь		
	Фактические	Технические	Неучтенные	Технические	Неучтенные	
АО Мосэнерго	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 29

В таблицу выводятся предварительно рассчитанные величины:

— фактические потери электроэнергии в % от отпуска в сеть;

— технические потери электроэнергии в % от отпуска в сеть;

— нетехнические потери электроэнергии в % от отпуска в сеть (под нетехническими потерями электроэнергии подразумевается разность между фактическими потерями, техническими потерями электроэнергии и допустимым небалансом электроэнергии);

— технические потери электроэнергии в % от фактических потерь электроэнергии;

— нетехнические потери электроэнергии в % от фактических потерь электроэнергии;

— максимальные относительные потери напряжения в сети в % от напряжения центра питания;

При этом на уровне фидера выполняется расчет сводных значений фактических, технических и нетехнических потерь электроэнергии с учетом подключенных к нему линий 0,38 кВ.

Предусмотрена пользовательская настройка палитры отображения окна «Мониторинг потерь».

В РТП 3 реализована функция Мониторинга потерь в графическом виде (рисунок 30-31). Графики «Динамика показателей», «Структура потерь электроэнергии», «Максимальное значение потерь напряжения в узле фидера» строятся на основании выполненных расчетов фактических, технических и нетехнических потерь электроэнергии для нормальной схемы сети.

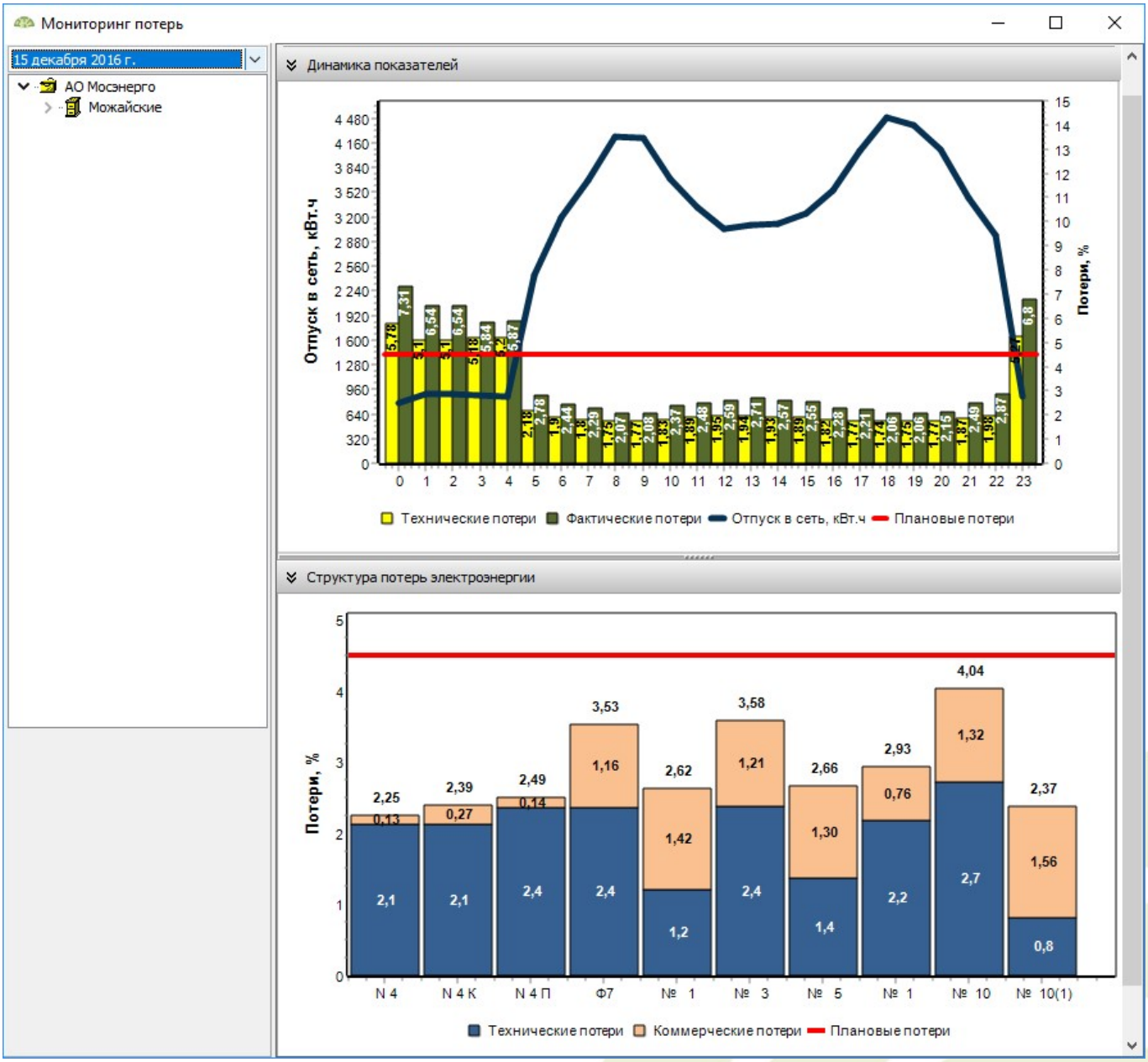


Рисунок 30

Мониторинг потерь
15 декабря 2016 г.
АО Мосэнерго
Можайские
МОЖАЙСК
ГЛЯДКОВСКАЯ
ДРОВНИНО
ЗБЫШКИ
КИСЕЛЕВО
КУКАРИНО
ЛИДИНО
МАКАРОВО
МОЖАЙСК
МОРДВИНОВО
ХВАЩЕВСКАЯ
ЦЕЗАРЕВО
ШЕВАРДИНО
Можайский РЭС
Динамика показателей
Отпуск в сеть, кВт.ч
Потери, %
Технические потери
Фактические потери
Отпуск в сеть, кВт.ч
Плановые потери
Структура потерь электроэнергии
Максимальное значение потерь напряжения в узле фидера
%
Максимальные потери напряжения, %
Потери напряжения, норма, %

Рисунок 31

Расчет эффективности внедрения мероприятий по снижению потерь электроэнергии

С помощью Программного комплекса РТП 3 можно выполнить оценку эффективности некоторых мероприятий по снижению потерь электроэнергии, в том числе: замена проводов на перегруженных линиях, замена трансформаторов, установка компенсирующих устройств в узлах электрической сети. Для этого нужно выполнить два расчета потерь электроэнергии до и после внедрения мероприятия и определить разность этих двух расчетов.

Сводный перечень возможностей Программного комплекса РТП 3

- современный, удобный, интуитивно понятный интерфейс, который позволяет значительно сократить затраты труда на подготовку и расчет электрической сети;
- ввод и расчет сети нескольких номинальных напряжений;
- использование различных методов для расчета нормативных потерь электроэнергии в зависимости от имеющейся информации для расчетов (оперативных расчетов, характерных суток, средних нагрузок, режимного максимума, обобщенных параметров, по потере напряжения);
- использование графиков нагрузки для расчета потерь электроэнергии методом оперативных расчетов;
- выполнение расчетов потерь электроэнергии рассчитываемой сети за любой расчетный период;
- выполнение расчетов режимных параметров (токов, уровней напряжения в узлах, потерь мощности и т.п.) и потерь электроэнергии по схемам разомкнутых и замкнутых электрических сетей 6(10)-220 кВ;
- выполнение расчетов режимных параметров (токов, уровней напряжения в узлах, потерь мощности и т.п.) и потерь электроэнергии по схемам электрической сети 0,4 кВ с учетом исполнения участков и несимметричной загрузки фаз сети;
- формирование структурных составляющих баланса электроэнергии при расчете потерь электроэнергии (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)
- определение небалансов и количества неучтенной электроэнергии по линии 0,38 кВ (и фидеру 6(10) кВ) с учетом фактического потребления электроэнергии потребителей, присоединенных к узлам сети, и допустимых погрешностей измерительных комплексов;
- определение небалансов электроэнергии по каждой линии с учетом показаний счетчиков, установленных на понижающих трансформаторах, и допустимых погрешностей измерительных комплексов;
- привязка потребителей к узлам сети 0,4 кВ с выбором различных вариантов их нагрузок;
- учет выбранного типа нагрузки в узлах и на трансформаторах из целого ряда предлагаемых вариантов при расчете режимных параметров и потерь электроэнергии;
- ввод нагрузок в узлах, на трансформаторах и у потребителей с использованием единого информационного окна;
- копирование заданных нагрузок из одного расчетного периода в другие;
- возможность использования для расчета сети 0,38 кВ в качестве исходных данных заданного или рассчитанного расхода электроэнергии на распределительных трансформаторах 6(10)/0,4 кВ;
- использование справочников при формировании расчетных схем;

- возможность исключения для отображения типов трансформаторов и марок проводов, неиспользуемых при кодировании схем и редактировании свойств элементов, без удаления их из справочников;
- учет температуры провода воздушной линии в расчетах активного сопротивления%
- выполнение расчетов нагрузочных потерь мощности и электроэнергии в распределительных трансформаторах 6(10)/0,4 кВ с учетом несимметричной загрузки фаз;
- определение величины технических потерь электроэнергии в изоляции кабельных линий 6(10)-220 кВ с учетом срока службы кабеля;
- определение полной структуры технологических потерь электроэнергии в соответствии действующими нормативными документами;
- формирование сводной таблицы норматива потерь электроэнергии по ступеням напряжения с разбивкой на все структурные составляющие потерь электроэнергии и структурные подразделения (районы, филиалы/предприятия, сетевая компания в целом);
- формирование отчетных таблиц в соответствии с действующими документами, регламентирующими процедуру нормирования потерь электроэнергии;
- настройка отображения сводных результатов расчетов;
- гибкий режим редактирования;
- параметры расчетной схемы или свойства любого ее элемента доступны для просмотра в любом режиме;
- возможность выполнения переключений между схемами без необходимости их редактирования через точки токораздела и анализ режимных последствия таких переключений;
- возможность выполнения расчетов по каждой схеме отдельно или по выбранной группе схем с использованием предварительно введенных исходных данных;
- возможность использования Microsoft Excel при вводе информации об измерения токов, напряжений, отпусков электроэнергии и т.п. (импорт, экспорт);
- учет балансовой принадлежности линий и трансформаторов при расчете нормативных потерь мощности и электроэнергии;
- возможность просмотра результатов расчета не только в элементах сетей, находящихся на балансе предприятия, но и в абонентских линиях и трансформаторах, а также их суммарного значения;
- наглядность получаемых результатов расчетов;
- вывод на схему электрической сети результатов расчета токов в ветвях, уровней напряжения в узлах, токовых нагрузок на трансформаторах, токов короткого замыкания, потоков электроэнергии, сопротивлений элементов сети;
- хранение результатов расчета в сводных таблицах, где они суммируются по центрам питания, районам электрических сетей и сетевой компании в целом;
- сохранение дополнительной информации в сводных таблицах с результатами расчета потерь электроэнергии коэффициентов загрузок трансформаторов и объема оборудования, участвующего в расчетах (количество и протяженность линий, количество и установленная мощность трансформаторов);
- сохранение всех результатов расчетов (по одной рассчитанной линии или сводных таблиц) в стандартных форматах Windows-приложений (Microsoft Excel);
- проверка результатов расчета и исходных данных на корректность;
- предварительный просмотр расположения расчетной схемы на листе перед печатью;
- хранение ретроспективы результатов расчетов за любой расчетный период;
- проверка корректности исходных данных и результатов расчетов (используются фильтры исходных данных и результатов расчетов с устанавливаемыми диапазонами значений)
- оценка объема и состава оборудования сформированной базы данных с делением по уровням напряжения каждого структурного подразделения (в том числе сопоставление объема и

состава оборудования во введенной базе данных с объемом и составом оборудования, участвовавшего в расчетах);

- мониторинг потерь (в табличном виде, визуализация в графиках);

Объемы внедрения Программного комплекса РТП 3

РТП 3 **с 2002 г.** внедрен и активно используется на **1700** рабочих местах на **344** предприятиях и в организациях, в том числе в:

122 распределительных сетевых компаниях;

39 муниципальных электрических сетях;

39 промышленных предприятиях;

86 энергоаудиторских и экспертных организациях;

15 предприятий нефтяной и газовой промышленности;

43 прочих предприятиях и организациях.

Сертификаты

СИСТЕМА СЕРТИФИКАЦИИ ГОСТ Р

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

Добровольная сертификация

СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ

№ РОСС RU.СП09.Н00142

Срок действия с 26.10.2018 по 25.10.2021

№ 1814182

ОРГАН ПО СЕРТИФИКАЦИИ RA.RU.11СП09

Орган по сертификации программных средств ООО «Центр разработки, испытаний и обучения в области информационных технологий» (ОС ПС ООО ЦРИОИТ)
170023, г. Тверь, а/я 2303, ул. Ржевская, д.10, тел./факс(4822)44-40-44

ПРОДУКЦИЯ

Программный комплекс для расчета и нормирования потерь электроэнергии, расчета режимов, балансов, допустимого и фактического небалансов, количества неучтенной электроэнергии в электрических сетях 0,38-220 кВ РТП 3 (РТП 3.1, РТП 3.2, РТП 3.3) версия 4
Руководство пользователя RU.59014919.00001.01 92 02. Серийный выпуск

код ОК 005 (ОКП): ОКПД2 62.01

код ТН ВЭД России:

СООТВЕТСТВУЕТ ТРЕБОВАНИЯМ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ

ГОСТ Р ИСО 9127-94 (Ч. 1); ГОСТ Р ИСО/МЭК 12119-2000 (п.п. 3.1-3.3);
ГОСТ 19.101-77, ГОСТ 19.103-77, ГОСТ 19.104-78 (п. 3);
ГОСТ 28195-89 (п. 2, Прилож.-Табл.7); ГОСТ Р ИСО/МЭК 9126-93
(п.п. 4.1-4.4, А.2.1.1, А.2.1.2, А.2.2.1, А.2.3.1, А.2.3.3, А.2.4.1)
и других документов (см. прилож. на 1 л., бланк № 0947678).

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

ООО «Энергоэкспертсервис»
115201, г. Москва, шоссе Каширское, дом 22, корп.3, этаж/пом. 8/2, ИНН 7724244011

СЕРТИФИКАТ ВЫДАН

ООО «Энергоэкспертсервис»
115201, г. Москва, шоссе Каширское, дом 22, корп.3, этаж/пом. 8/2, ИНН 7724244011
Телефон (495)644-38-07

НА ОСНОВАНИИ

протокола испытаний № 283 от 19.10.2018 ИЛ программных средств ООО ЦРИОИТ
(рег. № RA.RU.21СП05)

ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

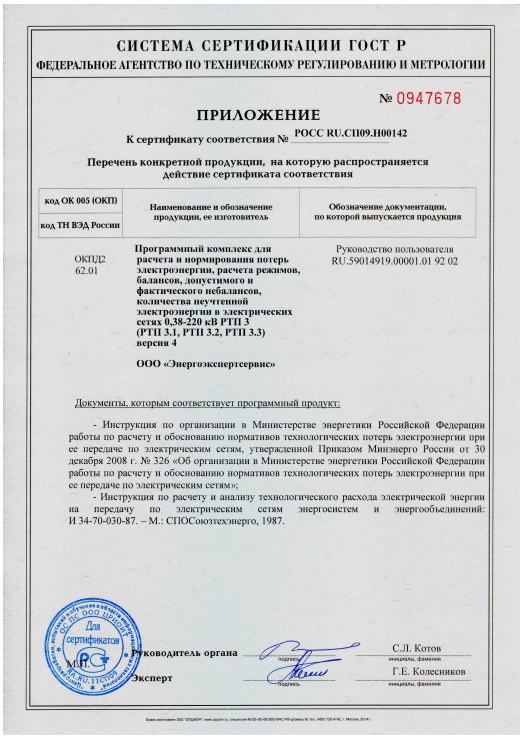
Схема сертификации – 3

Для сертификатов ООО ЦРИОИТ RA.RU.11СП09

Руководитель органа подпись С.Л. Котов инициалы, фамилия

Эксперт подпись Г.Е. Колесников инициалы, фамилия

Сертификат не применяется при обязательной сертификации



СИСТЕМА СЕРТИФИКАЦИИ ГОСТ Р

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

№ 0947678

ПРИЛОЖЕНИЕ

К сертификату соответствия № РОСС RU.СП09.Н00142

Перечень конкретной продукции, на которую распространяется действие сертификата соответствия

код ОК 005 (ОКП) / код ТН ВЭД России	Наименование и обозначение продукции, ее изготовитель	Обозначение документации, по которой выпускается продукция
ОКПД2 62.01	**Программный комплекс для расчета и нормирования потерь электроэнергии, расчета режимов, балансов, допустимого и фактического небалансов, количества неучтенной электроэнергии в электрических сетях 0,38-220 кВ РТП 3 (РТП 3.1, РТП 3.2, РТП 3.3) версия 4** **ООО «Энергоэкспертсервис»**	Руководство пользователя RU.59014919.00001.01 92 02

Документы, которым соответствует программный продукт:

- Инструкция по организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям, утвержденной Приказом Минэнерго России от 30 декабря 2008 г. № 326 «Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям»;
- Инструкция по расчету и анализу технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений: И 34-70-030-87. – М.: СПОСоюзтехэнерго, 1987.

Для сертификатов ООО ЦРИОИТ RA.RU.11СП09

Руководитель органа подпись С.Л. Котов инициалы, фамилия

Эксперт подпись Г.Е. Колесников инициалы, фамилия

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2012617274

Программный комплекс для расчета и нормирования потерь электроэнергии, расчета режимов, балансов, допустимого и фактического небалансов, количества неучтенной электроэнергии в электрических сетях 0,38 - 220 кВ (РТП 3)

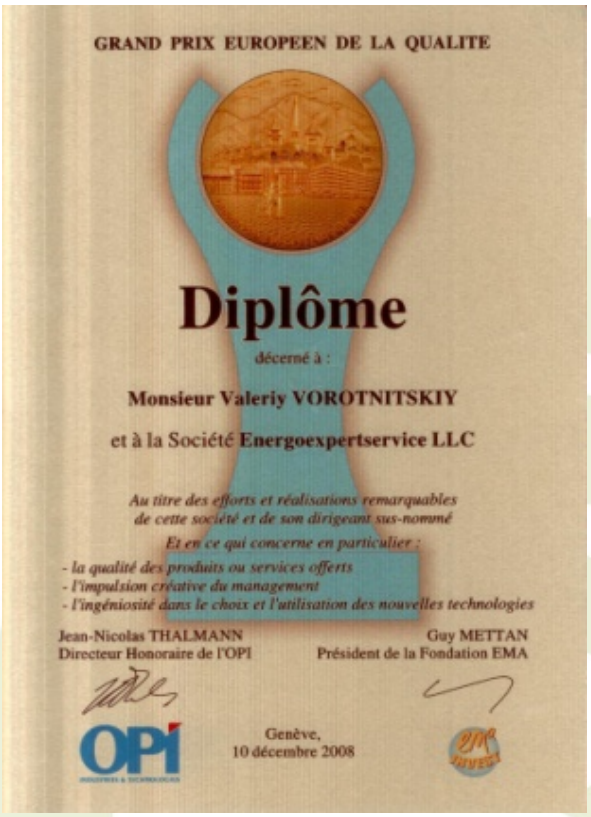
Правообладатель(ли): ***Воротницкий Валерий Эдуардович (RU), Заслонов Сергей Викторович (RU), Калинкина Маргарита Анатольевна (RU)***

Автор(ы): ***Воротницкий Валерий Эдуардович, Заслонов Сергей Викторович, Калинкина Маргарита Анатольевна (RU)***

Заявка № **2012614937**
Дата поступления **14 июня 2012 г.**
Зарегистрировано в Реестре программ для ЭВМ
13 августа 2012 г.

Руководитель Федеральной службы по интеллектуальной собственности

Б.П. Симонов



GRAND PRIX EUROPEEN DE LA QUALITE

Diplôme

décerné à :

Monsieur Valeriy VOROTNITSKIY

et à la Société **Energoexpertservice LLC**

Au titre des efforts et réalisations remarquables de cette société et de son dirigeant sus-nommé

Et en ce qui concerne en particulier :

- *la qualité des produits ou services offerts*
- *l'impulsion créative du management*
- *l'ingéniosité dans le choix et l'utilisation des nouvelles technologies*

Jean-Nicolas THALMANN
Directeur Honoraire de l'OPI

Guy METTAN
Président de la Fondation EMA

OPI

Genève,
10 décembre 2008

Контакты

ООО «Энергоэкспертсервис»

115201, г. Москва, шоссе Каширское, дом 22, корп. 3, этаж/пом. 8/2

По всем вопросам Вы можете обращаться

Воротницкий Валерий Эдуардович: e-mail: vve46@yandex.ru

Заслонов Сергей Викторович: e-mail: info@rtp3.ru

Калинкина Маргарита Анатольевна: e-mail: info@rtp3.ru

Сухова Марина Олеговна: e-mail: support@rtp3.ru

Телефон/Факс: (495) 644-38-07

http://www.rtp3.ru