

Національний технічний університет України  
"Київський політехнічний інститут"  
Факультет електроенерготехніки та автоматики  
ГНДЛ "Автоматизація управління електричними  
мережами вищих класів напруги"

## **ТЕХНІЧНИЙ ЗВІТ**

по договору № 408/14/13 від 13.01.2009

**“Розробка, поставка та впровадження в ВАТ “Крименерго”  
комп'ютерного комплексу розрахунку, аналізу та  
оптимізації усталених режимів мереж 35/10(6) кВ”**

Декан ФЕА НТУУ “КПІ”,  
д.т.н., професор

О.С. ЯНДУЛЬСЬКИЙ

Науковий керівник теми,  
к.т.н., доцент

Д.Б. БАНІН

Зав. ГНДЛ Мінпаливенерго  
при ФЕА НТУУ "КПІ"

М.Д. БАНІН

**Київ – 2009**

# ОГЛАВЛЕНИЕ

<b>1. Реализация задачи оптимизации мест разрывов в комплексе РАОТП.....</b>	<b>3</b>
<b>2. Подготовка исходных данных сетей 10(6) кВ.....</b>	<b>7</b>
2.1. Таблица линий 10(6) кВ.....	8
2.2. Таблица трансформаторов ТП,РП .....	10
2.3. Таблица вводов подстанций.....	12
2.4. Таблица фидеров подстанций .....	12
2.5. Примеры заполнения таблиц.....	13
2.6. Задание графиков нагрузок .....	15
2.7. Формирование расчетной схемы .....	16
<b>3. Контроль конфигурации сети.....</b>	<b>17</b>
<b>4. Автоматическая графика расчетных схем 10(6) кВ.....</b>	<b>18</b>
<b>5. Расчет и анализ режима .....</b>	<b>22</b>
<b>6. Балансировка нагрузок по заданным перетокам на фидерах .....</b>	<b>26</b>
<b>7. Оптимизация разрывов .....</b>	<b>27</b>
<b>8. Оптимизация разрывов сети 10(6) кВ РЭС ОАО "Крымэнерго" .....</b>	<b>32</b>
8.1. Симферопольский РЭС.....	32
8.2. РЭС-2.....	49
8.3. Керченский РЭС .....	58
8.4. Красноперекопский РЭС .....	69
<b>9. Оптимизация разрывов сети 35 кВ ОАО "Крымэнерго" .....</b>	<b>78</b>
9.1. Форматы таблиц узлов и ветвей .....	78
9.2. Подготовка исходных данных сети 35 кВ и выше ОАО "Крымэнерго" .....	82
9.3. Контроль конфигурации схемы 35 кВ и выше ОАО "Крымэнерго" .....	87
9.4. Расчет и анализ режима схемы 35 кВ и выше ОАО "Крымэнерго" .....	90
9.5. Оптимизация разрывов сети 35 кВ полной схемы ОАО "Крымэнерго" .....	91
9.6. Оптимизация разрывов сети 35 кВ сокращенной схемы ОАО "Крымэнерго" .....	94

# 1. Реализация задачи оптимизации мест разрывов в комплексе РАОТП

Оптимизация мест разрывов электрической сети является эксплуатационной задачей снижения потерь активной мощности (электроэнергии) за счет управления конфигурацией схем электроснабжения объектов электрической сети путем выбора состояния коммутационных аппаратов на линиях и секциях подстанций по критерию минимума потерь активной мощности (электроэнергии) в максимальных режимах, как определяющих объем потерь в сетях электроснабжения.

Задача реализована в программном комплексе **расчета, анализа и оптимизации технологических потерь** (комплекс РАОТП).

Оптимизация потерь состоит в перемещении разрыва по разомкнутому кольцу и сравнении нового значения потерь с предыдущим с целью поиска минимального значения потерь. Под потерями понимаются суммарные потери активной мощности в оптимизируемой схеме сети (а не потери в конкретном разомкнутом кольце). Разомкнутое кольцо может представлять связь между двумя источниками питания или кольцо внутри схемы сети (рис.1.1).

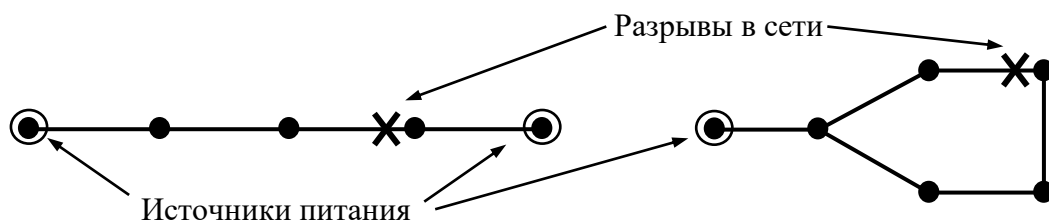


Рис.1.1.

В общем случае разрыв можно двигать в двух направлениях – условно "влево" и "вправо". Программа оптимизации сдвигает разрыв от исходного положения сначала в одном направлении (например "вправо"), если сдвиг успешный (потери уменьшились), то дальше разрыв двигается в этом направлении до неуспешного сдвига (потери увеличились), а затем делает один шаг назад. В случае неуспешного первого сдвига "вправо" программа возвращает разрыв в исходное положение, а затем сдвигает "влево" по тому же принципу. В результате разрыв должен оказаться в положении характеризующимся минимумом потерь. Пример движения разрыва показан на рис.1.2.

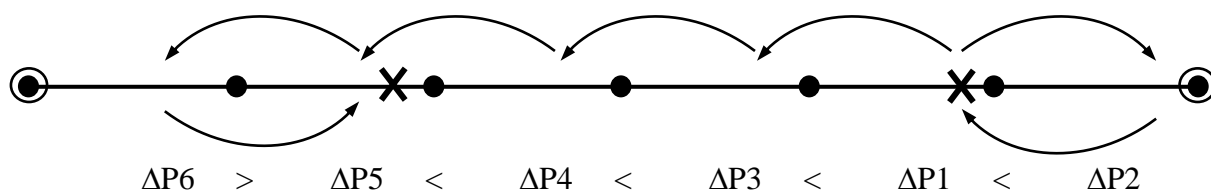


Рис.1.2.

На рис.1.2. исходное положение разрыва соответствует потерям  $\Delta P_1$ , сдвиг "вправо" неуспешный (потери увеличились,  $\Delta P_2 > \Delta P_1$ ), разрыв возвращается в исходное положение и двигается "влево" по пути уменьшения потерь до первого неуспешного сдвига ( $\Delta P_6 > \Delta P_5$ ), и, после этого, возвращается в оптимальное положение (потери =  $\Delta P_5$ ).

При движении разрывов по разомкнутым кольцам имеются два конфигурационных ограничения:

1. Сдвиг разрыва не должен создавать новых областей узлов без питания.
2. Пути движения разрыва должны быть однозначными, или сдвиг разрыва не должен разрывать существующие замкнутые кольца схемы.

Примеры этих двух ограничений показаны на рис.1.3.

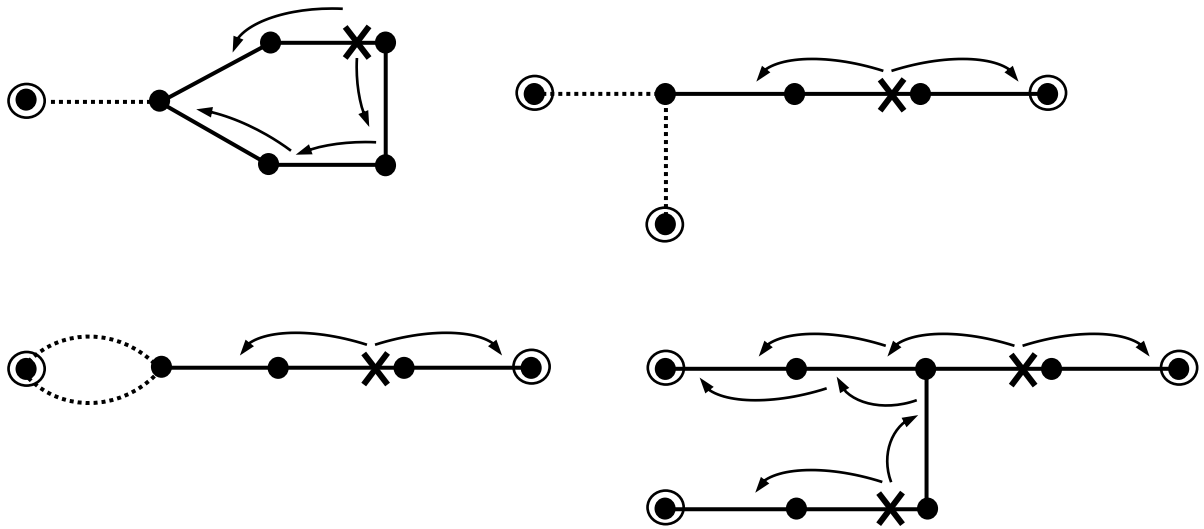


Рис.1.3. Возможные направления движения разрывов.

Некоторые группы разрывов являются взаимозависимыми, как показано на рис.1.4.

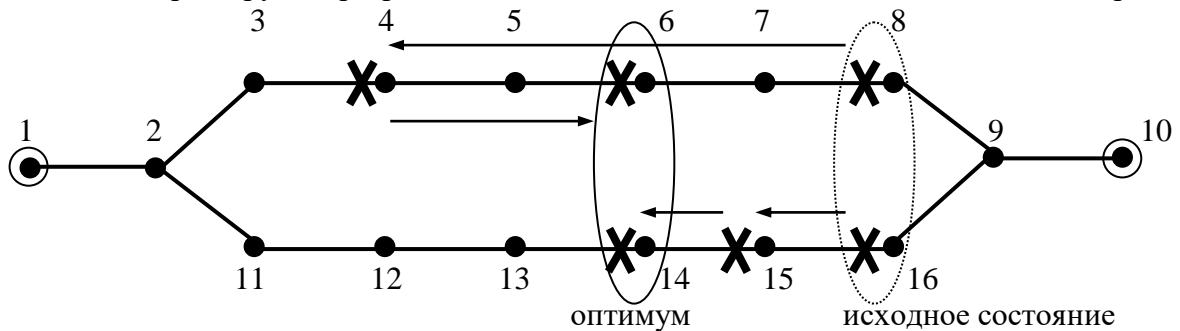


Рис.1.4. Поиск оптимального положения разрывов в два прохода.

На рис.1.4 два источника питания (узлы 1, 10) соединены двумя разомкнутыми трассами с разрывами на линиях 8 – 7 и 16 – 15 (первым записывается узел, со стороны которого установлен разрыв). После первого прохода программа оптимизации установит разрыв 8 – 7 в положение 4 – 3, а разрыв 16 – 15 в положение 15 – 14. Однако это еще не оптимальное положение разрывов, и требуется сделать второй проход, который устанавливает разрыв 4 – 3 в положение 6 – 5, а разрыв 15 – 14 в положение 14 – 13, что является оптимальным для данной схемы.

В общем случае программа оптимизации выполняет такое количество проходов (но не больше заданного максимума), чтобы каждый разрыв достигал своего оптимума и больше не двигался с него.

Сдвиг разрыва, при котором потери не изменяются, считается успешным (например, переход через кольцевой разъединитель, через секционный выключатель, т.е. через узел без нагрузки или нулевое сопротивление линии). В ряде случаев, чтобы достигнуть оптимума, нужно пройти такие "нулевые" сдвиги. На рис.1.5 приведена траектория движения разрыва и соответствующие значения потерь.

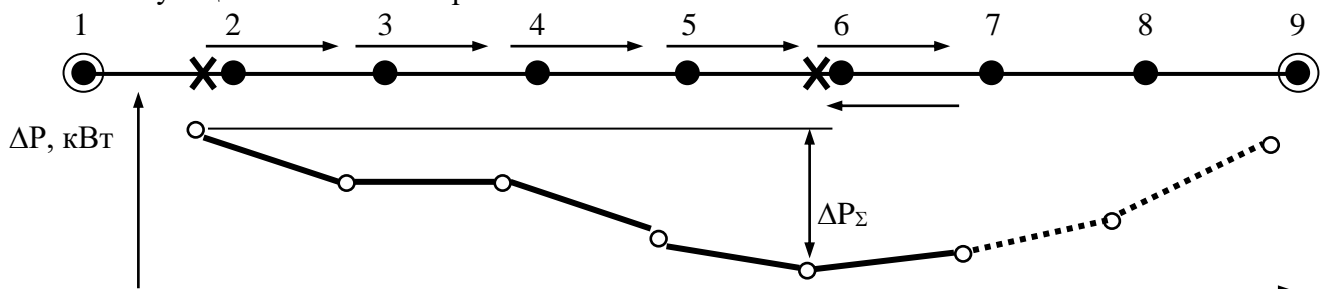
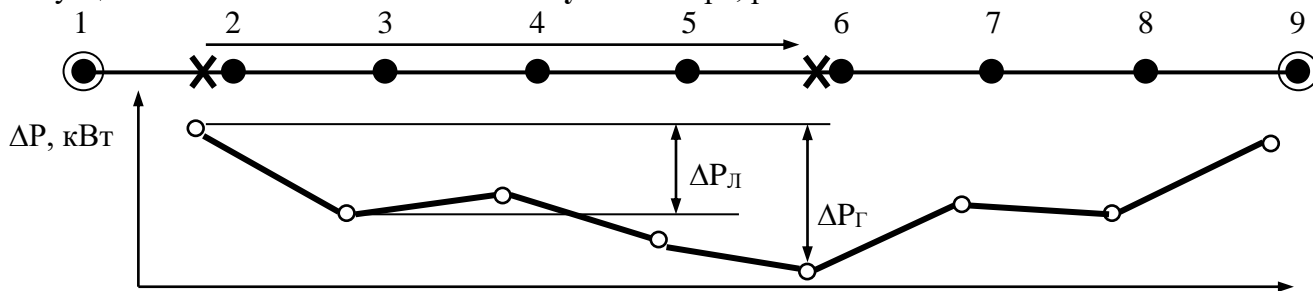


Рис. 1.5. Траектория достижения оптимума потерь

На рис 1.5. Движение разрыва 2 – 1 в сторону оптимума 5 – 6 связано с переходом через "нулевой" сдвиг 3 – 2 → 4 – 3. Если такие "нулевые" места разрывов находятся в области оптимума, то каждый проход оптимизации будет изменять их положение. Эта ситуация обходится за счет задания максимального числа проходов оптимизации, а также за счет задания минимальной величины оптимизации потерь от суммарного сдвига одного разрыва. Для рис.1.5 суммарный сдвиг составляет 2 – 1 → 6 – 5, а величина оптимизации =  $\Delta P_{\Sigma}$ .

Ситуация на рис 1.5 характерна для схем 10(6) кВ, когда источниками питания выступают секции 10(6) кВ питающих подстанций. Для таких схем каждый разрыв имеет единственный оптимум потерь, который достигается последовательным передвижением разрыва в сторону уменьшения потерь от его исходного положения.

Передвижение разрывов сетей 35 кВ в схемах 110/35 кВ может вызвать перераспределение перетоков, и соответственно потерь, в сети 110 кВ. При этом возможны ситуации появления **локальных минимумов** потерь, рис.1.6.



**Рис. 1.6.** Поиск глобального минимума потерь

В ситуации рис.1.6 перемещение разрыва из исходного состояния 2 – 1 в 3 – 2 дает уменьшение потерь, а сдвиг на 4 – 3 дает увеличение потерь и приводит к возврату разрыва в положение 3 – 2. При этом достигнут **локальный минимум** (снижение потерь на  $\Delta P_{\text{л}}$ ). Для того, чтобы определить **глобальный минимум** потерь (снижение потерь на  $\Delta P_{\text{г}}$ ) необходимо поочередно устанавливать разрыв во все возможные состояния независимо от его начального состояния. Алгоритм поиска глобального минимума потерь требует большего объема времени, но при оптимизации разрывов в сетях 35 кВ дает больший эффект.

Оптимизация может выполняться с учетом ряда ограничений:

- задание **фиксированных разрывов**, которые, по условиям надежности электроснабжения, наличие АВР, или по другим условиям работы сети, не должны изменять свое положение;
- разрыв на линии, отключенной с двух сторон, **не принимает участие в оптимизации** (линия считается поврежденной или находящейся в ремонте);
- отметка мест **отсутствия коммутационных аппаратов**, для того, чтобы программа оптимизации ошибочно не установила разрыв на это место.

Признаки разрывов на линиях и секционных выключателях задаются символами «Н» - разрыв с начала линии, «К» - разрыв в конце линии. Разрыв с двух сторон задается символом «О», фиксированный разрыв задается символом «Ф». Отсутствие коммутационного аппарата задается символом «←».

Расчет потерь мощности производится на основе итерационных алгоритмов расчета установившихся режимов электрических сетей с заданной точностью. Исходными данными для расчета установившегося режима являются:

1. **Топология схемы электрической сети** – состав узлов и ветвей схемы. Узлами представлены секции шин подстанций, отпайки воздушных линий, средние точки трехобмоточных трансформаторов, расщепленных трансформаторов или реакторов и др. Узлы обозначаются номерами и текстовыми наименованиями. Ветвями представлены кабельные и воздушные линии, трансформаторы, шиносоединительные связи и т.д.

2. **Состав балансирующих пунктов (БП)**, в которых задаются модули напряжений (Um). Их также называют источниками питания, центрами питания или узлами, опорными по напряжению.

3. **Параметры линий, трансформаторов, реакторов и др. оборудования** для формирования соответствующих схем замещения элементов сети. Основными параметрами являются сопротивления ( $R + jX$ ), проводимости ( $G + jB$ ), коэффициенты трансформации.

4. **Нагрузки в узлах схемы** задаются активной и реактивной мощностями. Все другие типы задания нагрузок (только активная мощность, ток, электроэнергия) в любом случае пересчитываются в форму активной и реактивной мощности ( $P + jQ$ ).

5. **Состояние коммутационных аппаратов**, т.е. состав отключенных линий и трансформаторов.

Результатом расчета установившегося режима схемы электрической сети являются напряжения узлов (кроме БП), токи ветвей, перетоки мощности ветвей, потери в отдельных ветвях, а также суммарные характеристики: потребление, генерация, потери. Естественно, чем точнее заданы исходные данные, тем точнее будет получен результат. В комплексе РАОТП существует контроль отклонений уровней напряжений от номинальных, контроль превышения допустимых токов линий и мощностей трансформаторов. Этот контроль, хотя бы косвенным образом, может указать на ошибку в исходных данных. Например, если в узле ошибочно задана большая нагрузка, то это может привести к перегрузке по току в питающих линиях или перегрузке питающих трансформаторов, а также к заниженным уровням напряжений. Ошибочное задание большой длины линии также приводит к заниженным напряжениям в конце этой линии. При ошибочно заданных параметрах итерационный процесс расчета режима вообще может не сойтись к заданной точности с выводом сообщения "Режим не сходится". В этом случае в окне с общими характеристиками режима в конце строки "Невязка по напряжению ..." указывается узел с наибольшей невязкой, который, скорее всего, является причиной развала режима. Примеры этих ситуаций будут приведены ниже.

Для сетей 10(6) кВ характерно неполные или недостоверные данные замеров нагрузок в узлах. В этих ситуациях можно применять балансировку этих нагрузок по более достоверным замерам на фидерах питающих подстанций. Балансировка состоит из серии расчетов режимов с постоянными исходными параметрами и переменными нагрузками в узлах, а в качестве дополнительных исходных данных выступают замеры перетоков на питающих фидерах. Однако, при несогласованности времени снятия замеров на питающих фидерах и текущего состава разрывов может получиться искажение режима. Например, по одному фидеру есть замер, а в текущем положении он отключен – ему нечего балансировать, и наоборот в текущем режиме фидер несет нагрузку, а на момент замера был отключен (замер = 0), и балансировка приведет к тому, что все узлы питающиеся от этого фидера также будут иметь нулевую нагрузку.

При оптимизации мест разрывов выполняется серия расчетов режимов с постоянными исходными параметрами и при изменении конфигурации сети (положений разрывов). В этих расчетах контролируются допустимые токи линий. Оптимизация мест разрывов, как правило, приводит к улучшению уровней напряжений оптимизируемой сети.

Следует отметить, что полученные результаты оптимизации необходимо детально анализировать, а именно – значения нагрузок в узлах, длины и сечения линий, замеры на питающих фидерах. Для уточнения результатов нужно уточнять эти данные и повторить оптимизацию для конкретного состава разрывов.

Порядок действий для выполнения оптимизации мест разрывов выглядит так:

**1. Подготовка исходных данных** (топология схемы сети, марки и длины линий, нагрузки в узлах, состав разрывов, фиксированные разрывы и т.д.).

**2. Контроль конфигурации сети** (наличие узлов без питания, замкнутых контуров).

**3. Расчет и анализ режима** (уровни напряжений, загрузка линий, загрузка трансформаторов, суммарные потери).

**4. Балансировка нагрузок** узлов по заданным перетокам на фидерах питающих подстанций (при необходимости).

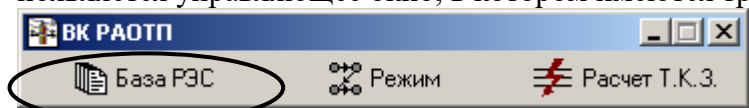
**5. Оптимизация разрывов.**

**6. Анализ результатов** оптимизации. Уточнение исходных данных по выбранному составу оптимизированных разрывов (параметры линий, нагрузки узлов, замеры на фидерах).

**7. Повторная оптимизация** по выбранному составу разрывов.

## 2. Подготовка исходных данных сетей 10(6) кВ

После запуска комплекса РАОТП (файл VK\_RAOTR.EXE) в верхнем левом углу экрана появляется управляющее окно, в котором имеются три раздела (всплывающие кнопки):



для формирования исходных данных сетей 10(6) кВ нужно выбрать раздел "База РЭС" (РЭС – район электрических сетей, традиционное название сетей класса 10(6)/0.4 кВ). Основной объем информации по разделу "База РЭС" комплекса РАОТП приведены в файле VK\_RAOTR.DOC (далее Инструкция по РАОТП).

В общем случае база РЭС состоит из четырех файлов:


- **Линии 10(6) кВ** (файл \*.RSL) – здесь хранится информация о топологии схемы, параметры линий, состав разрывов и др.;
- **Трансформаторы ТП,РП** (файл \*.RTP) – состав и параметры трансформаторов ТП, РП 10(6)/0.4 кВ, замеры нагрузок по ним, привязка к графикам нагрузок и др.;
- **Вводы подстанций** (файл \*.RSV) – состав вводов (секций шин) питающих подстанций, замеры напряжений и перетоков по ним, привязка к графикам нагрузок;
- **Фидеры подстанций** (файл \*.RSF) – состав фидеров питающих подстанций, замеры перетоков по ним, привязка к графикам нагрузок;

Таблицы вводов и фидеров подстанций необязательны для заполнения (в этом случае напряжение питающих узлов принимается номинальным + 5%, например, 10.5 кВ, 6.3 кВ).


На основании базы РЭС должна быть сформирована **расчетная схема**, которая состоит из трех файлов:

- **Узлы схемы** – содержит информацию по узлам схемы (номера, наименования, нагрузки узлов ( $P + jQ$ ), напряжения балансирующих узлов, номинальные напряжения и т.д.);
- **Ветви схемы** – информация по ветвям схемы (номера начала и конца ветви, признаки коммутации, сопротивления, проводимости, коэффициенты трансформации, допустимые значения токов или перетоков мощности и т.д.);
- **Заданные перетоки в линиях** – эта таблица формируется на основании таблиц вводов и фидеров, и соответственно содержит состав вводов, фидеров, замеры перетоков по ним, привязки к графикам нагрузок. В отличие от таблиц вводов и фидеров здесь имеются номера начала и конца ветвей. Для вводов номер начала = -999999999 (номер единого балансирующего узла в модели расчетной схемы).

Номера узлов задаются автоматически по порядку (1,2,3...), наименования принимаются из таблиц линий 10(6) кВ и трансформаторов ТП,РП, исключение составляют наименования отпаечных узлов – к ним добавляется номер отпаечного фрагмента, например, отпайки 1,2,3 в расчетной схеме могут выглядеть как отп15\_1, отп15\_2, отп15\_3 (15-й отпаечный фрагмент). Нагрузки в узлах схемы формируются по замерам трансформаторов 10(6)/0.4 кВ, и записываются в виде мощностей ( $P + jQ$ ) или электроэнергии ( $WP + jWQ$ ). Параметры схем замещения линий и трансформаторов ( $R + jX$ ,  $G + jB$ ,  $K_{тр}$ ) формируются на основе марок и соответствующих справочных (паспортных) данных. При этом автоматически формируются допустимые токи линий и допустимые мощности трансформаторов.

Загрузка базы РЭС осуществляется выбором файла \*.RSL через меню "Сеть РЭС" → "Загрузить" или кнопкой  "Загрузить базу РЭС" на панели управления.

**Предупреждение:**

Иногда вместо кнопки загрузки базы нажимают кнопку  "Создание базы РЭС", выбирают требуемый файл, подтверждают его перезапись – и в результате полностью очищают базу РЭС без возможности восстановления.

Правила заполнения таблиц базы РЭС приведены в п.2. "Подготовка информационной базы сетей 10(6)/0.4 кВ" инструкции по РАОТП. Управляющее меню задачи "База РЭС" приведены в п.3 инструкции. Ниже приведен ряд особенностей подготовки данных в таблицах базы РЭС.

## 2.1. Таблица линий 10(6) кВ

**2.1.1.** В колонке "п" (признак) при записи фрагмента сети с отпайками (отпайки нумеруются 1,2,3...) ставится символ "+". Это нужно для того, чтобы следующий фрагмент с отпайками нумеровать такими же числами (1,2,3...). Для получения уникального наименования узла, при формировании расчетной схемы, программа добавляет к номеру отпайки префикс с номером отпаечного фрагмента, например:

1, 2, 3,... → отп1\_1, отп1\_2, отп1\_3, ... (отпаечный фрагмент 1);

1, 2, 3,... → отп2\_1, отп2\_2, отп2\_3, ... (отпаечный фрагмент 2).

Ниже показан пример фрагмента данных с отпайками и полученные наименования в расчетной схеме:

п	Исходные данные		Расчетная схема	
	Начало	Конец	Начало	Конец
	ТП1	1	ТП1	отп1_1
+	1	ТП1	отп1_1	ТП1
	1	2	отп2_1	отп2_2
+	2	ТП2	отп2_2	ТП2

Из-за пропуска символа "+" в третьей строке одна и та же отпайка получила два наименования (отп1\_1 и отп2\_1). При этом узлы отп2\_1, отп2\_2 и ТП2 будут без питания.

**2.1.2.** Трансформаторы связи всегда записываются со стороны высокого напряжения, независимо от того с какой стороны к нему пришли при кодировке сети, например:

п	Ун	Начало	Конец
	6	ТП1	ТП_6кВ
Т	10/6	ТП_10кВ	ТП_6кВ
	10	ТП_10кВ	ТП2

**2.1.3.** Признаки разрыва устанавливаются в колонку "к" таблицы линий 10(6) кВ следующими символами:

"Н" – отключение с начала линии;

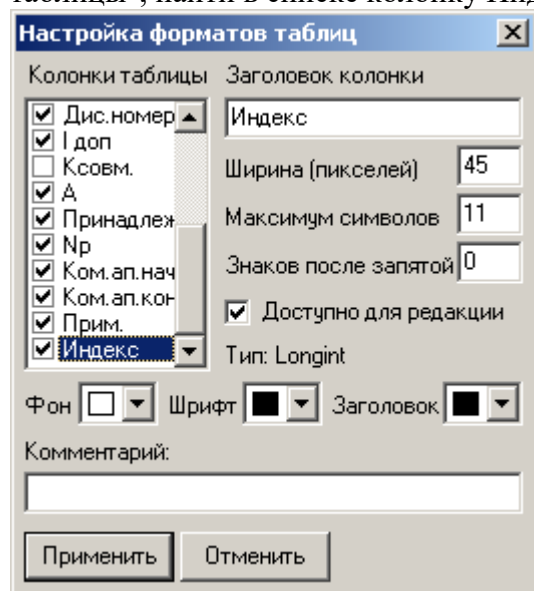
"К" – отключение с конца линии;

"О" – отключение с двух сторон (в оптимизации не участвует);

"Ф" – фиксированное отключение с конца линии (в оптимизации не участвует);

**2.1.4.** Отсутствие коммутационных аппаратов в начале или конце линии отмечается в колонках "Ком.апп.нач." и "Ком.апп.кон." символом "-".

Для быстрой отметки всех отпаечных узлов признаками "-" нужно показать колонку "Индекс" – правая кнопка мыши на таблице линий, из выпадающего меню выбрать "Свойства таблицы", найти в списке колонку Индекс, поставить ей "птичку", кнопка "Применить":





Далее выполнить формирование схемы: меню "Схема" → "Формирование схемы", в появившемся окне нажать кнопку "Сформировать схему". При формировании схемы колонка "Индекс" заполняется порядковыми номерами по возрастанию. Затем нужно отсортировать таблицу по колонке "Начало" и установить в колонке "Ком.апп.нач." символы "-" напротив всех номеров отпаяк в колонке "Начало". Сортировка выполняется установкой маркера в сортируемую колонку, нажатием правой кнопки мыши, и выбором пункта меню "Сортировка колонки". Затем отсортировать по колонке "Конец" и установить в колонке "Ком.апп.кон." символы "-" напротив всех номеров отпаяк в колонке "Конец". По завершении нужно отсортировать таблицу по колонке "Индекс" чтобы вернуться к исходному порядку набора, а затем скрыть эту колонку (правая кнопка мыши на таблице, пункт меню "Свойства таблицы", найти поле "Индекс" и убрать ему "птицу").

**2.1.5.** Желательно указывать имена фидеров питающих подстанций, чтобы потом их было удобно записывать в таблицу фидеров, например:

п	Начало	Конец
П	ВОСТОЧН.1.10	<b>Вост_ф_3</b>
	<b>Вост_ф_3</b>	ТП650.1

**2.1.6.** Если одна и та же линия записана дважды (подряд или в разных строках), то программа считает вторую запись дублированием первой и в расчетную схему не включает (выдает сообщение "Дублирование ветви"). При необходимости записи параллельных линий необходимо указывать номер параллельной линии в колонке "Нл" (1,2,3...).

**2.1.7.** Поиск марки линии в справочнике кабельных и воздушных линий производится в два захода: по заданному обозначению марки (ААБлУ, ААШВ, АСБГ), если марка не найдена, то она сокращается до трех символов (ААБ, ААШ, АСБ), и поиск повторяется. Поиск по сокращенной марке выполняется при установленном флаге в файле **vk\_raotp.ini** в разделе **[Export]**, позиция **CutMark = 1** (выполнять повторный поиск), **CutMark = 0** (не выполнять).

**2.1.8.** Действующие в программе РАОТП номинальные напряжения задаются в файле **vk\_raotp.ini** в разделе **[Unom]**, например:

**[Unom]** Здесь указывается порядковый номер, знак "=", затем номинальное напряжение.  
**1=0.22** Новое значения номинального напряжения добавляется в конце списка, например,  
**2=0.4** 16=15 (добавили номинальное напряжение 15 кВ). При следующем перезапуске  
**3=3** программы номинальные напряжения сортируются по возрастанию. Удаление  
**4=6** выполняется удалением соответствующей строки, порядковые номера при этом  
**5=10** изменять не надо. Здесь можно класс напряжений 0.4 кВ изменить на 0.38 кВ, так как,  
**...** существует номинальное напряжение 0.38 кВ, а напряжение 0.4 кВ = 0.38 + 5%\*0.38  
**15=750** применяется в трансформаторах 10(6)/0.4 кВ.

**2.1.9.** В справочнике кабельных и воздушных линий приведены параметры кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена для разных классов напряжений. Информация взята из материалов ЗАТ "Завод "Южкабель" г. Харьков. В справочнике комплекса РАОТП эти марки кабелей имеют следующие обозначения:

- АПВ – трехфазное исполнение кабеля с алюминиевой жилой;
- АПВ1п – алюминиевая жила, однофазное исполнение, плоская прокладка;
- АПВ1т – алюминиевая жила, однофазное исполнение, треугольная прокладка;
- ПВ – трехфазное исполнение кабеля с медной жилой;
- ПВ1п – медная жила, однофазное исполнение, плоская прокладка;
- ПВ1т – медная жила, однофазное исполнение, треугольная прокладка.

Эти данные можно применять для иностранных марок, например, N2XS2Y (медь), NA2XS2Y (алюминий), XRUHKXS (медь), XRUHAKXS (алюминий) и др.

## 2.2. Таблица трансформаторов ТП,РП

2.2.1. Для быстрого поиска трансформатора конкретного ТП из таблицы линий 10(6) кВ нужно установить маркер на этот ТП в колонке "Конец" и нажать клавиши Ctrl + →, при этом осуществляется переход в таблицу трансформаторов ТП,РП, и позиционирование маркера на строку с выбранным ТП. Если это ТП отсутствует, то в конце таблицы трансформаторов добавляется новая запись, в которой заполняются колонки "ТП,РП (ВН)", "ТП,РП (НН)", "Nтр", и нужно записать марку тр-ра в колонке "Трансформатор". Возврат в таблицу линий осуществляется клавишами Ctrl + ←. Если новую запись не надо сохранять, то нужно выполнить обратный переход (в таблицу линий 10(6) кВ) без сохранения.

2.2.2. Сторона 0.4 кВ, как правило, обозначается наименованием ТП (РП), номером тр-ра и классом напряжения (0.4 кВ) без точки, например, ТП163.Т1.04. Пример записи двух тр-ров показан ниже:

ТП,РП (ВН)	ТП,РП(НН)	Nтр
ТП123.1	ТП123.Т1.04	Т1
ТП123.2	ТП123.Т2.04	Т2

Если трансформаторы работают параллельно, то они должны быть записаны с одинаковым обозначением стороны НН, например:

ТП,РП (ВН)	ТП,РП(НН)	Nтр
ТП123.1	ТП123.Т1.04	Т1
ТП123.2	ТП123.Т1.04	Т2

2.2.3. Признаки отключения у трансформаторов аналогичны линиям ("Н", "К", "О"). Для всех отключенных трансформаторов шины 0.4 кВ окажутся **без питания**.

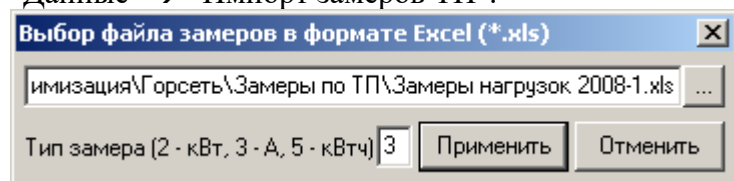
2.2.4. В колонках "Pнаг", "Qнаг", "Pген", "Qген" задается нагрузка трансформаторов ТП,РП. Размерность нагрузки определяется признаком в колонке "Т" (**0** – Коэффициент загрузки [%], **1** - мощность P,Q [кВт, кВАр], **2** – активная мощность и тангенс P, tg [кВт, tg], **3** – ток и тангенс I, tg [А, tg], **4** – электроэнергия WP, WQ [кВтч, кВАрч], **5** – активная электроэнергия и тангенс WP, tg [кВтч, tg]). Тангенс задавать необязательно.

2.2.5. В колонке "U" указывается место измерения нагрузки в трансформаторе: **0** – на стороне НН (0.4 кВ), **1** – на стороне ВН. Если замер на стороне ВН, то трансформатор в схему не включается, т.к. в замере уже включены потери в этом трансформаторе.

2.2.6. В колонках "Nг (Pн)", "Nг (Qн)", "Nг (Pг)", "Nг (Qг)" можно указать номера графиков нагрузок для каждой составляющей нагрузки. Каталог графиков нагрузок вызывается клавишей "пробел" в этих колонках, или меню "Каталоги" → "Суточные графики нагрузок".

Правила создания и заполнения графиков приведены в инструкции РАОТТ п.4.15.8 "Суточные графики нагрузок". Традиционно создаются графики за одни сутки (24 часа) для разных составляющих нагрузки (P, Q, I, tg и др.).

2.2.7. Данные нагрузок можно загрузить из файлов \*.XLS (Excel) выбором меню "Данные" → "Импорт замеров ТП":



в окне нужно с помощью кнопки "..." выбрать файл, а в поле "Тип замера ..." указать признак размерности замера. В файле \*.XLS импортируемые данные должны быть на **первой закладке** (если их несколько) и содержать следующую структуру:

ТП, РП	S1	T1	S2	T2	S3	T3
1	100	17	100	50	250	-1
<b>2</b>	<b>250</b>	<b>55</b>	<b>250</b>	<b>55</b>		
3	400	63				
4			630	114		
5	250	72			400	140
...						
<b>РП1</b>	<b>630</b>	<b>115</b>	<b>630</b>	<b>116</b>		
РП2	400	-1	400	37	400	93

Комментарий:

1. Первую строку занимают заголовки колонок (названия произвольны). Колонки S1, S2, S3 – номинальные мощности 1-го, 2-го и 3-го тр-ров (кВА). T1, T2, T3 – замеры нагрузки по этим тр-рам (кВт, А, кВтч). В формате предусмотрено максимум 3 тр-ра.

2. Названия ТП задаются числами (1,2,3,...), названия РП пишутся полностью и должны соответствовать названиям РП в базе РАОТП (РП1,РП2,... или РП-1, РП-2, ...).

3. Если тр-тор отключен, то вместо замера должен быть установлен признак "-1" (первая и последняя строки).

4. Во второй строке и строке РП1 (выделены жирным шрифтом) трансформаторы работают параллельно. В таблице трансформаторов их нужно записать так, чтобы оба тр-ра приходили на один узел стороны 0.4 кВ, например:

ТП,РП (ВН)	ТП,РП(НН)	Nтр
.....		
ТП1	ТП1.Т1.04	T1
ТП1	ТП1.Т1.04	T2
.....		
РП1.1	РП1.Т1.04	T1
РП1.2	РП1.Т1.04	T2

5. Колонки S1, S2, S3 заполнять необязательно. Если они заполнены то выполняется контроль совпадения мощностей в файле \*.XLS и таблице тр-ров РАОТП, при несовпадении выдается сообщение, например:

**1 T1 - несовпадение Sном: 100 <> 250 кВА**

что, значит: в ТП1 мощность тр-ра T1 в файле \*.XLS – 100 кВА, а в базе РАОТП – 250 кВА.

6. Возможно сообщение вида:

**4 T2 - не найден в базе РЭС**

что значит: в файле \*.XLS замер указан для ТП4 T2, а в базе РАОТП T2 отсутствует (возможно есть T1). Здесь нужно согласовать номер тр-ра и внести изменения либо в базу РАОТП либо в файл \*.XLS.

7. Возможен перечень ТП, который не найден в базе РАОТП, например:

**[Не найдены ТП в базе РЭС]**

**1А**

**ЦРП-5**

**ТП-Котельная**

...

Здесь нужно согласовать текстовые наименования ТП,РП в файле \*.XLS и в базе РАОТП.

8. Структура таблицы замеров также может иметь сокращенный вид, например:

ТП, РП	Sном	кВтч
1	450	17500
2	500	22400
3	400	145700
.....		
РП1	1260	192400
РП2	1200	124900

В этом случае в колонке "Sном" указывается суммарная мощность на ТП, РП, а колонка "кВтч" содержит замер по всем тр-рам.

Коммутацию тр-ров нужно устанавливать вручную. Величина замера "кВтч" распределяется на все **включенные** тр-ры ТП,РП пропорционально их номинальной мощности. Если задана колонка "Sном", то выполняется контроль совпадения суммарных мощностей тр-ров ТП,РП (включенных и отключенных).

9. Если в файле \*.XLS три колонки, например, "ТП, РП", "Sном", "кВтч", то замер распределяется на все тр-ры ТП, РП, а если больше трех колонок, то замер устанавливается индивидуально на каждый тр-тор.

### **2.3. Таблица вводов подстанций**

**2.3.1.** Колонку "Подстанция" можно заполнить вручную, при этом названия подстанций должны совпадать с названиями питающих подстанций в таблице линий 10(6) кВ. С другой стороны, можно выполнить сортировку таблицы линий 10(6) кВ по колонке "П", выделить (клавишами Shift + стрелки  $\updownarrow$ ) все ячейки таблицы в колонке "Начало" напротив признаков "П" (питающие подстанции), скопировать в буфер памяти (клавиша F5), перейти в таблицу вводов, установить маркер в начало колонки "Подстанция", вставить из буфера памяти (клавиша F6), удалить (клавиша F8) повторяющиеся строки.

**2.3.2.** В колонке "Ус.ш." нужно задать напряжение секции шин (лучше измеренное, в крайнем случае номинальное).

**2.3.3.** Для задачи оптимизации колонки "Б" и "ШСВ" не используются.

**2.3.4.** По аналогии с таблицей трансформаторов ТП,РП в таблице вводов можно задать замеры перетоков на вводах в колонках "P $\rightarrow$ ", "Q $\rightarrow$ ", "P $\leftarrow$ ", "Q $\leftarrow$ ". Указатель направления  $\rightarrow$  соответствует приему в сеть РЭС от ввода, а указатель  $\leftarrow$  – соответственно выдача из сети РЭС в сторону ввода. Направление перетока можно также указывать знаками "+", "-". Все четыре колонки могут понадобиться только в случае задания встречных перетоков электроэнергии.

Размерность перетока определяется признаком в колонке "Т" (**1** - мощность P,Q [кВт, кВАр], **2** – активная мощность и тангенс P, tg [кВт, tg], **3** – ток и тангенс I, tg [А, tg], **4** – электроэнергия WP, WQ [кВтч, кВАрч], **5** – активная электроэнергия и тангенс WP, tg [кВтч, tg]).

**2.3.5.** По аналогии с таблицей трансформаторов ТП,РП в колонках "Nг (P $\rightarrow$ )", "Nг (Q $\rightarrow$ )", "Nг (P $\leftarrow$ )", "Nг (Q $\leftarrow$ )" можно указать номера графиков нагрузок для каждой составляющей перетока.

### **2.4. Таблица фидеров подстанций**

**2.4.1.** Колонки "Подстанция" и "Фидер" можно заполнить вручную, при этом названия подстанций и фидеров должны совпадать с названиями в таблице линий 10(6) кВ. С другой стороны, можно выполнить сортировку таблицы линий 10(6) кВ по колонке "П", выделить (клавишами Shift + стрелки  $\updownarrow$ ) все ячейки таблицы в колонках "Начало" и "Конец" напротив признаков "П" (питающие подстанции), скопировать в буфер памяти (клавиша F5), перейти в таблицу фидеров, установить маркер в начало колонки "Подстанция", вставить из буфера памяти (клавиша F6).

**2.4.2.** В колонке "Б" устанавливается признак (символ "Б" - балансировка) для тех фидеров, по которым нужно выполнить балансировку нагрузок по присоединенным ТП, РП.

**2.4.3.** По аналогии с таблицей вводов в колонках "P $\rightarrow$ ", "Q $\rightarrow$ ", "P $\leftarrow$ ", "Q $\leftarrow$ " можно задать замеры перетоков на фидерах. Указатель направления  $\rightarrow$  соответствует направлению перетока от ввода к фидеру. Направление перетока можно также указывать знаками "+", "-". Все четыре колонки могут понадобиться только в случае задания встречных перетоков электроэнергии. Размерность перетока определяется признаком в колонке "Т".

**2.4.4.** По аналогии с таблицей вводов в колонках "Nг (P $\rightarrow$ )", "Nг (Q $\rightarrow$ )", "Nг (P $\leftarrow$ )", "Nг (Q $\leftarrow$ )" можно указать номера графиков нагрузок для каждой составляющей перетока.

**2.4.5.** Следует избегать задания фидера в виде номера отпайки, в этом случае программа выдаст сообщение, что такой фидер не найден, так как в таблице линий к номеру отпайки добавляется номер отпаечного фрагмента (например, отп4\_5), а в таблице фидеров будет только номер отпайки 5.

## 2.5. Примеры заполнения таблиц

### 2.5.1. Таблица линий 10(6) кВ

№	п	Ун	Начало	Конец	к	Параметры линий	Нл	Дис.номер	Ком. ап. нач.	Ком. ап. кон.
1	П	10	ЮЖНАЯ.2.10	Южн_ф_24				Южн_ф_24		
2		10	Южн_ф_24	РП39.2		27*ААБ10-240+30*ААБ10-240+666*СБ10-120+472*ААБ10-150+220*АСБ10-240+1030*ААБ10-185				
3		10	РП39.2	ТП675.2		216*ААБ10-150+110*ААБ10-150				
4		10	ТП675.2	ТП675.1						
5		10	ТП675.1	ТП522.1		111*ААБ10-150+410*ААБ10-150				
6		10	ТП522.1	ТП523.1	К	358*АСБ10-150				
7		10	РП39.2	ТП520.1		395*ААШВ10-150+67*АСБ10-185				
8		10	ТП520.1	ТП520.2						
9		10	ТП520.2	ТП524.1	Н	67*АСБ10-150+84*АСБ10-150				
10		10	РП39.2	РП810.2		160*АСБВ10-240				
11		10	РП39.2	РП149.2		650*АСБ10-185	1			
12		10	РП39.2	РП149.2		663*ААШВ10-185	2			
13		10	РП39.2	ТП752.1		359*ААБ-120				
14		10	ТП752.1	ТП701.1		365*ААБ-120+4*ААБВ-120				
15										
16	П	10	ЮЖНАЯ.2.10	Южн_ф_28				Южн_ф_28		
17		10	Южн_ф_28	РП66.2		1450*2ААБЛ10-185				
18		10	РП66.2	РП66.1	Ф					
19										
20	П	10	ЮЖНАЯ.3.10	Южн_ф_19				Южн_ф_19		
21		10	Южн_ф_19	1		120*ААШВ10-120+90*АС-50				
22	+	10	1	ТП916.1		20*АС-50			-	-
23	+	10	1	2		225*АС-50			-	-
24	+	10	2	ТП918.1		20*АС-50			-	-
25	+	10	2	ТП933.1		1130*АС-70			-	-
26		10	ТП933.1	1		495*АС-35				-
27	+	10	1	ТП917.1		195*АС-70			-	-
28	+	10	1	2		270*АС-70+6*САХЕ10-95			-	-
29	+	10	2	3		12*САХЕ10-95+230*АС-70			-	-
30	+	10	3	ТП919.1		6*САХЕ10-95+560*АС-70			-	-
31	+	10	3	ТП920.1		575*АС-50			-	-
32	+	10	2	4		10*АС-50			-	-
33	+	10	4	ТП866.1		80*АС-50			-	-
34	+	10	4	ТП819.1		220*АС-50			-	-
35		10	ТП819.1	ТП820.1	О	230*АС-70				
36		6	ТП288.2	ТП288_6						
37	Т	10/6	ТП288_10	ТП288_6		ТМ-4000/10/6.3				
38		10	ТП288_10	ТП289.2		350*АСБ-150				

В строках 1,16,20 записаны питающие подстанции (ЮЖНАЯ.2.10, ЮЖНАЯ.3.10) и названия фидеров (Южн\_ф\_24, Южн\_ф\_28, Южн\_ф\_19).

В строке 6 линия отключена с конца (признак "К"), в строке 9 – с начала, в строке 18 установлен фиксированный разрыв (признак "Ф") между 2-й и 1-й секциями РП66, в строке 35 линия отключена с двух сторон (признак "О").

В строках 22-25 и 27-34 представлены два фрагмента с отпайками, в которых повторяется нумерация отпайки за счет установленных признаков "+". В колонках "Ком.апп.нач." и "Ком.апп.кон." для отпайки установлены признаки "-" (отсутствие коммутационных аппаратов).

В строке 37 показан пример записи продольного трансформатора 10/6 кВ.

В колонке "Параметры линии" представлены параметры участков кабельных и воздушных линий. Марка ААБ10 и ААБ воспринимаются программой одинаково.

В строках 11,12 показаны две параллельные линии, которые отмечены номерами в колонке "Нл". В строке 17 показан сдвоенный участок кабельной линии (2ААБЛ10-185).

### 2.5.2. Таблица трансформаторов ТП, РП

№	ТП,РП (ВН)	ТП,РП (НН)	Нтр	к	Трансформатор	U	T	Rнаг	Qнаг	Nг (Pн)	Nг (Qн)
1	ТПЗ	ТПЗ.Т1.04	T1		ТМ-180/10/0.4		3	175.0			
2	ТПЗ00	ТПЗ00.Т1.04	T1		ТМ-400/10/0.4		3	170.0			
3	ТПЗ01.1	ТПЗ01.Т1.04	T1		ТМ-630/10/0.4	1	3	10.0			
4	ТПЗ01.2	ТПЗ01.Т2.04	T2		ТМ-630/10/0.4	1	3	17.0			
5	ТПЗ02	ТПЗ02.Т1.04	T1		ТМ-180/10/0.4						
6	ТПЗ03.1	ТПЗ03.Т1.04	T1		ТМ-250/10/0.4		3	320.0			
7	ТПЗ03.2	ТПЗ03.Т2.04	T2	О	ТМ-250/10/0.4		3				
8	ТПЗ04	ТПЗ04.Т1.04	T1		ТМ-315/10/0.4		3	530.0			
9	ТПЗ05.1	ТПЗ05.Т1.04	T1		ТМ-630/10/0.4		3	660.0			
10	ТПЗ06	ТПЗ06.Т1.04	T1		ТМ-315/10/0.4		3	240.0			
11	ТПЗ06	ТПЗ06.Т2.04	T2		ТМ-315/10/0.4		3	220.0			
12	ТПЗ06	ТПЗ06.Т3.04	T3	О	ТМ-400/10/0.4		3				
13	ТПЗ07.2	ТПЗ07.Т2.04	T2		ТМ-250/10/0.4		3	340.0			
14	ТПЗ08	ТПЗ08.Т1.04	T1		ТМ-250/10/0.4		3	250.0			
15	ТПЗ09.1	ТПЗ09.Т1.04	T1		ТМ-400/10/0.4		3	300.0			
16	ТПЗ09.2	ТПЗ09.Т2.04	T2	О	ТМ-400/10/0.4		3				

Наименования ТП в колонке "ТП, РП (НН)" состоит из номера ТП, номера ввода трансформатора и класса напряжения (без разделителя), например, ТПЗ.Т1.04.

В строках 3,4,6,7,15,16 записаны двухсекционные ТП, содержащие два трансформатора, в строках 9,13 показаны ТП содержащие две (и более) секции, но с одним трансформатором (соответственно на 1-й и 2-й секциях). В строках 10-12 показан односекционный ТП с тремя трансформаторами. В остальных позициях показаны односекционные ТП с одним трансформатором.

Трансформаторы в строках 7,12,16 отключены (признак "О"). Соответственно узлы 0.4 кВ ТПЗ03.Т2.04, ТПЗ06.Т3.04, ТПЗ09.Т2.04 будут без питания.

В колонке "Rнаг" показаны замеры токов в амперах, тип нагрузки "Т" = 3 (I/tg). В строках 3,4 нагрузка установлена на высокой стороне трансформаторов, в этом случае сами трансформаторы в расчетную схему не войдут, так как в замере уже включены потери в них. Для отключенных трансформаторов (строки 7,12,16) замеры равны нулю. Колонка "Qнаг" пустая (здесь должен быть тангенс), поэтому тангенс нагрузки будет принят одинаковым для этих замеров. В ТПЗ02 (строка 5) замер вообще отсутствует. Для таких ТП нагрузка будет сформирована по общему коэффициенту загрузки, например, 20% от номинальных мощностей трансформаторов этих ТП.

В колонках "Nг (Pн)", "Nг (Qн)" могут быть заданы номера графиков нагрузок.

### 2.5.3. Таблица вводов подстанций

№	Подстанция	Ус.ш.	Б	ШСВ	T	P →	Q →	Nг(P→)	Nг(Q→)
1	ВОСТОЧН.1.10	10,25			3	552,0			
2	ВОСТОЧН.2.10	10,45			3	594,0			
3	ЗАВОКЗ.1.10	10,28			3	384,0			
4	ЗАВОКЗ.2.10	10,24			3	400,0			
5	ЗАПАДН.1.10	10,5			3	102,4			
6	ЗАПАДН.2.10	10,5	О	ЗАПАДН.1.10	3	169,6			

В колонке "Ус.ш." заданы модули напряжений (например, по зимнему замеру). Переток на вводах задан в амперах, тип замера "Т" = 3 (I/tg). Колонка "Q→" не заполнена (для всех перетоков будет принят общий тангенс). В колонках "Nг (P→)", "Nг (Q→)" могут быть заданы номера графиков нагрузок. Колонки "Б" (признак балансировки) не заполняется, так как предпочтительней выполнять балансировку по фидерам. Если данных по фидерам нет, то можно выполнять балансировку по вводу, но при этом в схеме должны присутствовать все отходящие от этого ввода фидеры, в том числе безпотерьные, транзитные и др.

"ШСВ" (шиносоединительная связь между вводами) может заполняться в случае отключения одного из двух вводов, например, в 6-й строке отключен ввод ЗАПАДН.2.10 (в колонке "Б" признак "О"), а в колонке "ШСВ" показана связь с первым вводом ЗАПАДН.1.10.

Для задач оптимизации мест разрывов указывать отключенные ввода не обязательно.

#### 2.5.4. Таблица фидеров подстанций

№	Подстанция	Фидер	Б	Т	P →	Q →	Ng(P→)	Ng(Q→)
1	ВОСТОЧН.1.10	Вост_ф_11	Б	3	122,4	0.56		
2	ВОСТОЧН.1.10	Вост_ф_13	Б	3	52,8	0.56		
3	ВОСТОЧН.1.10	Вост_ф_15	Б	3	64,0	0.56		
4	ВОСТОЧН.1.10	Вост_ф_17	Б	3	2,4	0.56		
5	ВОСТОЧН.1.10	Вост_ф_19	Б	3	62,4	0.56		
.....								
6	ЗАВОКЗ.1.10	Завокз_ф_1	Б	3	40,0	0.73		
7	ЗАВОКЗ.1.10	Завокз_ф_11	Б	3	24,0	0.73		
8	ЗАВОКЗ.1.10	Завокз_ф_13	Б	3	67,2	0.73		
9	ЗАВОКЗ.1.10	Завокз_ф_15	Б	3	3,2	0.73		
10	ЗАВОКЗ.1.10	Завокз_ф_3	Б	3	165,6	0.73		
.....								
11	ЗАПАДН.1.10	Зап_ф_1	Б	3	0,8	0.64		
12	ЗАПАДН.1.10	Зап_ф_11	Б	3	6,4	0.64		
13	ЗАПАДН.1.10	Зап_ф_3	Б	3	62,4	0.64		
14	ЗАПАДН.1.10	Зап_ф_5	Б	3	2,4	0.64		
15	ЗАПАДН.1.10	Зап_ф_7	Б	3	36,0	0.64		
.....								
16	РП16.1	ТП287.1	Б	3	96,8			
17	РП16.1	ТП308.1	Б	3	30,0			
18	РП16.1	ТП448.1	Б	3	27,6			
19	РП16.2	РП22.1	Б	3	39,6			
20	РП16.2	ТП323.1	Б	3	20,4			
.....								
21	РП85.1	РП32.2	Б	3	115,2			
22	РП85.1	РП627_Т1	Б	3	18,0			
23	РП85.1	РП631.1	Б	3	14,4			
24	РП85.1	РП94.2	Б	3	54,4			
25	РП85.1	ТП255.1	Б	3	0,0			
.....								
26	СИМФТЭЦ.1.10	СимТэц_ф_3		3				
27	СИМФТЭЦ.2.10	СимТэц_ф_4		3				

В строках 1-5, 6-10, 11-15 показаны фрагменты фидеров питающих подстанций Восточная, Завокзальная, Западная. В строках 16-20 и 21-25 приведены фрагменты фидеров РП16 и РП85. В общем случае, переток может быть указан не только на фидере питающей подстанции, а на любой линии или трансформаторе. Для этих фидеров установлен признак "Б" (балансировка по этому фидеру).

В колонке "P→" заданы перетоки по фидерам в амперах, тип замера "Т" = 3 (I/tg). В колонке "Q→" установлены тангенсы перетоков, соответственно, для подстанции Восточная  $tg = 0.56$ , для подстанции Завокзальная  $tg = 0.73$ , для подстанции Западная  $tg = 0.64$ . Тангенс может быть рассчитан на основании измерений по вводам:  $tg = WQ/WR$ .

В колонках "Ng (P→)", "Ng (Q→)" могут быть заданы номера графиков нагрузок. Типы графиков нагрузок должны соответствовать типу замера (замер тока – график тока, замер мощности – график мощности).

В строках 26, 27 перетоки неизвестны, поэтому для них признак "Б" не установлен.

Указанные замеры на фидерах должны соответствовать текущей конфигурации схемы, например, в строке 25 указан нулевой переток, соответственно эта линия была отключена на момент замера, и в текущей конфигурации должна быть отключена.

#### 2.6. Задание графиков нагрузок

Правила создания и заполнения графиков приведены в инструкции РАОТП п.4.15.8 "Суточные графики нагрузок". Введем следующие обозначения суточных графиков нагрузок:

**NR, NR%** – график активной мощности в абсолютных единицах (кВт, МВт) и в %;

**NQ, NQ%** – график реактивной мощности в абсолютных единицах (кВАр, МВАр) и в %;

**NI, NI%** – график тока в абсолютных единицах (А) и в %;

**NT** – график тангенсов.

В таблицах трансформаторов ТП,РП, вводов и фидеров возможны следующие варианты задания графиков:

№	P	Q	N <sub>P</sub> (P)	N <sub>Q</sub> (Q)	
1	--	--	N <sub>P</sub>		- только график активной мощности;
2	--	--		N <sub>Q</sub>	- только график реактивной мощности;
3	--	--	N <sub>P</sub>	N <sub>Q</sub>	- графики активной и реактивной мощности;
4	P <sub>max</sub>	--	N <sub>P%</sub>		- график активной мощности в % (относительно P <sub>max</sub> );
5	--	Q <sub>max</sub>		N <sub>Q%</sub>	- график реактивной мощности в % (относительно Q <sub>max</sub> );
6	P <sub>max</sub>	Q <sub>max</sub>	N <sub>P%</sub>	N <sub>Q%</sub>	- графики активной и реактивной мощности в %;
7	--	--	N <sub>P</sub>	N <sub>T</sub>	- график активной мощности и график тангенсов;
8	--	--	N <sub>I</sub>		- график токов;
9	I <sub>max</sub>	--	N <sub>I%</sub>		- график токов в % (относительно I <sub>max</sub> );

Комментарий:

1. Максимум графиков в % не обязательно должен быть равен 100%, это может быть любой набор чисел. При расчетах программа найдет максимум и приравняет его к 100%.

2. В таблице трансформаторов тип графиков не зависит от типа нагрузки, т.е. для токового замера можно задать график мощности, и наоборот, для замера мощности можно задать токовый график.

3. Для значений перетоков в таблицах вводов и фидеров необходимо соблюдать тип замера и тип графика (замер мощности – график мощности, замер тока – график тока).

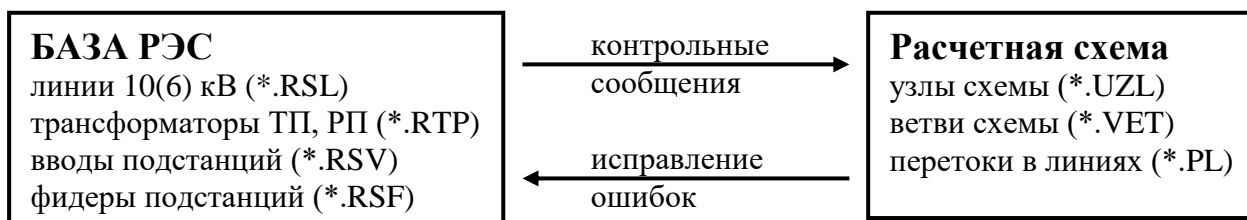
## 2.7. Формирование расчетной схемы

Задачи расчета и оптимизации режимов работают с унифицированными форматами данных, представленными таблицами узлов и ветвей. Эти форматы таблиц в комплексе РАОТП используются для хранения данных по схемам всех классов напряжений. Дополнительная таблица перетоков в линиях (трансформаторах) используется для задачи балансировки нагрузок узлов по заданным перетокам. Поэтому для выполнения режимных задач нужно сформировать файлы расчетной схемы из файлов базы РЭС. Описание этой операции приведено в п.3.6 инструкции по РАОТП.

При формировании файлов расчетной схемы также выполняется различный контроль правильности набора данных:

- синтаксический контроль (правильность набора марок линий и трансформаторов);
- контроль наличия трансформаторов на ТП, РП;
- контроль конфигурации (замкнутые контура и узлы безпитания) и др.

Схематически процесс формирования расчетной схемы показан ниже:



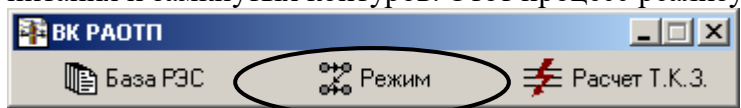
Процесс формирования повторяется до устранения всех ошибок набора данных. Может оставаться некоторый набор контрольных сообщений, который не является ошибками, например:

- "Не задан тр-тор в ТП..." – там его действительно может не быть;
- "Линии 10(6) кВ ... Несовпадение U<sub>n</sub>" – разрыв установлен на разделе стей 6 и 10 кВ. Хотя, от этого можно избавиться, записав в колонке "U<sub>n</sub>" напряжение "10/6" или "6/10";
- Схема ... содержит узлы без питания/замкнутые контура – в схеме может оставаться ряд узлов без питания (например шины 0.4 кВ отключенных трансформаторов) и замкнутых контуров (например, параллельных линий или трансформаторов). **Контроль узлов без питания и замкнутых контуров выполняется в задаче "Z-режим"**.



### 3. Контроль конфигурации сети

Контроль конфигурации схемы сети заключается в устранении ошибочных узлов без питания и замкнутых контуров. Этот процесс реализуется в задаче "Z-режим".



В задаче "Z-режим" выбирается файл узлов схемы с помощью меню "Схема" → "Загрузить". Список узлов без питания высвечивается на экран выбором меню "Контроль схемы" → "Узлы без питания", например:

```
отп5_1
отп5_2
ТП101.1
ТП101.2
ТП101.Т1.04
ТП101.Т2.04
ТП109
ТП109.Т1.04
```

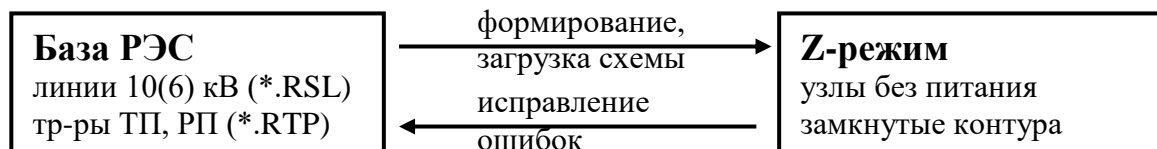
В базе РЭС необходимо проверить цепочки питания ТП101 и ТП109. Узлы отп5\_1 и отп5\_2 найти трудно, поскольку в базе РЭС эти точки имеют названия 1,2.

Список замкнутых контуров высвечивается на экран выбором меню "Контроль схемы" → "Замкнутые контура". Контура выдаются в следующем виде:

```
Контур 1
  Вход 1: ТП82.Т1.04 - ТП82.1
  Вход 2: ТП82.Т1.04 - ТП82.1
Контур 2
  Вход 1: ТП564.Т1.04 - ТП564.2
  Вход 2: ТП564.Т1.04 - ТП564.1 - ТП564.2
Контур 3
  Вход 1: ТП501.2 - ТП117.2 - РП12.2 - РП12.1 - ЗАВОКЗ_ф_14 - ЗАВОКЗ.2.10
  Вход 2: ТП501.2 - ТП501.1 - РП22.1 - ЗАВОКЗ_ф_8 - ЗАВОКЗ.1.10
```

Точки входа в контур 1 и 2 содержат одинаковый узел, а затем развиваются по двум радиусам питания этого узла, которые либо приводят к одному узлу (контура 1,2) либо к двум источникам питания (контур 3). В данном примере контуры 1,2 являются следствием параллельной работы трансформаторов на ТП82 и ТП564, а контур 3 образует связь между фидерами подстанции Завокзальная, который нужно разомкнуть.

Отметим, что поиск узлов без питания и замкнутых контуров выполняется в задаче "Z-режим", а исправления нужно вносить в файлы "Базы РЭС". Как правило это итерационный процесс, в котором нужно переключаться между задачами "База РЭС" и "Z-режим":



После каждого формирования схемы в "Базе РЭС" нужно перезагружать схему в задаче "Z-режим" (так как изменяются файлы узлов и ветвей) с помощью меню "Схема" → "Загрузить", затем повторять процесс отработки узлов без питания и контуров. Поэтому лучше исправлять по максимуму ошибки в "Базе РЭС", а затем формировать схему. В конечном итоге в схеме может оставаться ряд узлов без питания (например шины 0.4 кВ отключенных трансформаторов) и замкнутых контуров (например, параллельные линии или трансформаторы).

В ряде случаев удобно искать узлы без питания и замкнутые контура на **автоматической графике схем**, например, когда узлом без питания является отпайка (см. выше отп5\_1, отп5\_2).

## 4. Автоматическая графика расчетных схем 10(6) кВ

Управляющее меню задачи "Z-режим", форматы таблиц узлов, ветвей, перетоков и др. приведены в п. 4, 4.1 инструкции РАОТП.

Исходные данные и результаты расчетов представлены как в табличных формах, так и в формате автоматической графики схем. Общий вид задачи "Z-режим" с графикой схем представлен ниже:

**Основная панель управления**      **Кнопка отображения графики схемы и панели графики**      **Панель управления графикой схем**

№	№р	№ узла	Обозначение	П
1	1	1	ВОСТОЧН.1.10	b
2	2	2	ВОСТ_Ф_3	
3	3	3	ТП650.1	
4	4	4	ТП650.2	
5	5	5	ТП651.1	
6	6	6	ТП651.2	
7	7	7	ТПС33.2	
8	8	8	ТП652.1	
9	9	9	ТП118.1	
10	10	10	ТП118.2	
11	11	11	ТП967.1	
12	12	12	РП44.1	
13	13	13	ТП1032.1	
14	14	14	ТП1032.2	

**Табличные формы**      **Индикаторы состояния**      **Графика схем**

Информация по автоматической графике схем приведена в п.4.9 инструкции РАОТП. Для работы с графикой сетей 10(6) кВ желательно на панели графики нажать кнопку "Настройки графики схемы" (слева на панели графики), в появившемся окне настроек в правом, нижнем углу, из списка "Установки по умолчанию" нужно выбрать "Сети РЭС 10-0.4 кВ". Информация по настройкам приведена в п.4.9.2 инструкции РАОТП.

Поиск узлов на графике схемы описан в п.4.9.4. Сервисные кнопки построения фрагментов схемы описаны в п.4.9.5. Основные показаны ниже:

1 2 поле ввода 3 4 5 6 7 8 9 10

где

- 1 – настройки графики;      4 – вся схема;      7 – трассы питания;      10 – очистить фрагмент
- 2 – печать схемы;      5 – дерево питания;      8 – ярус узла;      9 – разворот подстанции;      9 – сворачивание всех подстанций
- 3 – поиск узла;      6 – радиус питания;      9 – разворот подстанции;      9 – сворачивание всех подстанций

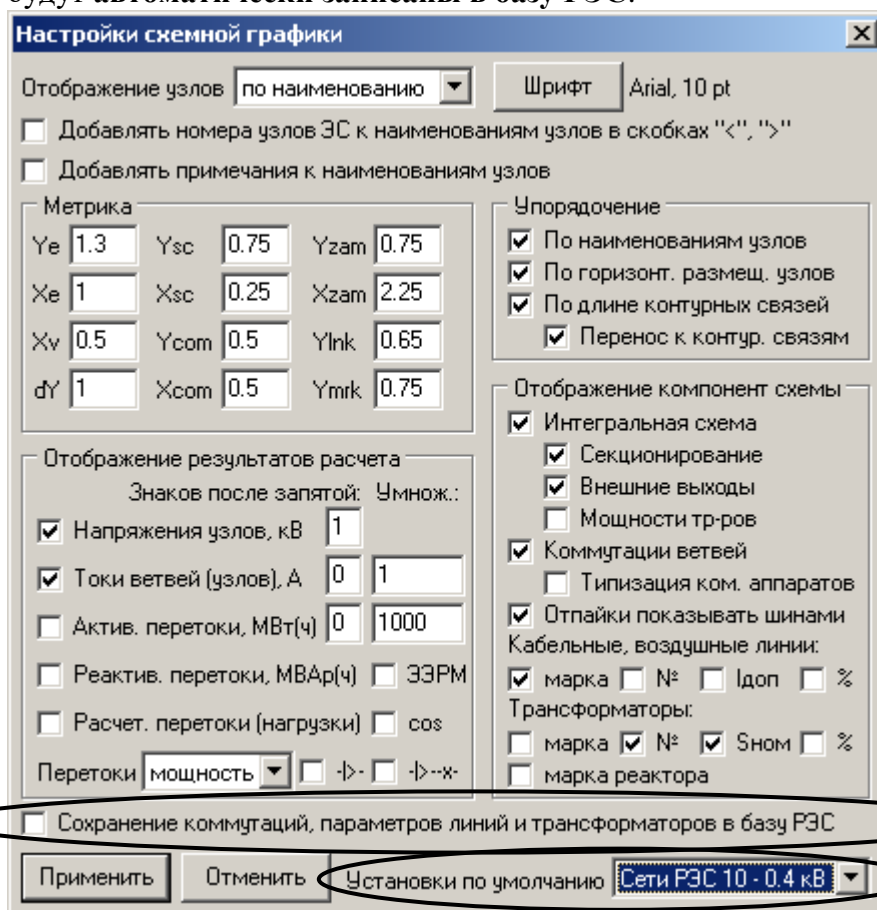
Операции построения **дерева**, **радиуса**, **трассы** и **яруса** выполняются по отношению к наименованию узла, заданного в **поле ввода** на панели графики. Эти же операции могут быть применены к **группе узлов**, выделенных в произвольной таблице. Для разворота всех подстанций нужно в поле ввода записать символ "+" и нажать кнопку 9. Для сворачивания всех подстанций нужно в поле ввода записать символ "-" и нажать кнопку 9.

Сервисные кнопки редактирования графики описаны в п.4.9.6 инструкции РАОТП. При работе с сетями 10(6) кВ можно выделить следующие кнопки:



- 1 – включение/отключение режима редактирования;  
2 – режим изменения коммутаций;  
3 – режим изменения сопротивлений ветвей;  
4 – сохранение изменений.

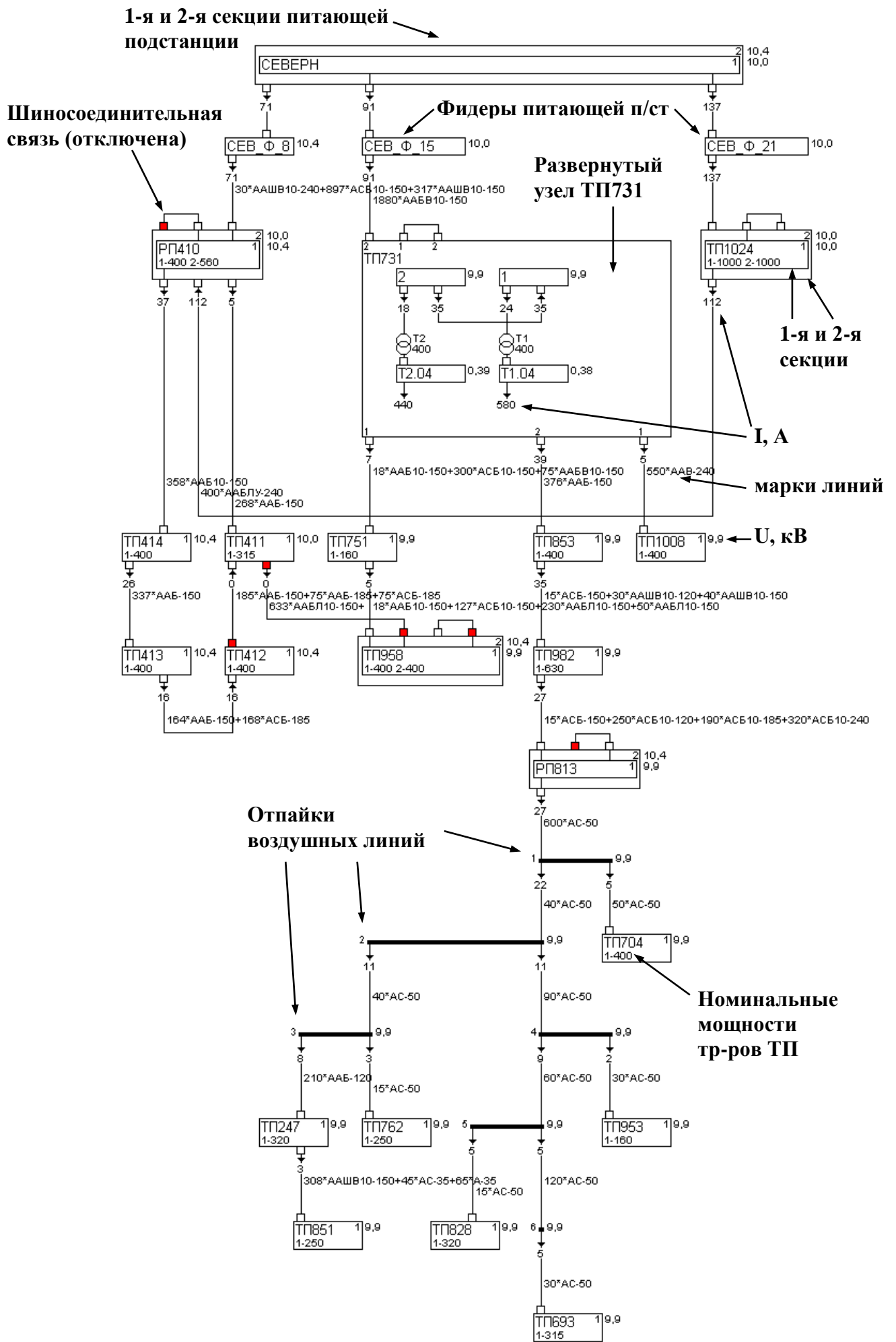
Любые изменения будут сохранены только в табличные форматы расчетной схемы (таблицы узлов и ветвей), но при включении флага "Сохранение коммутаций, параметров линий и трансформаторов в базу РЭС" в окне "Настройки схемной графики", эти изменения будут автоматически записаны в базу РЭС.




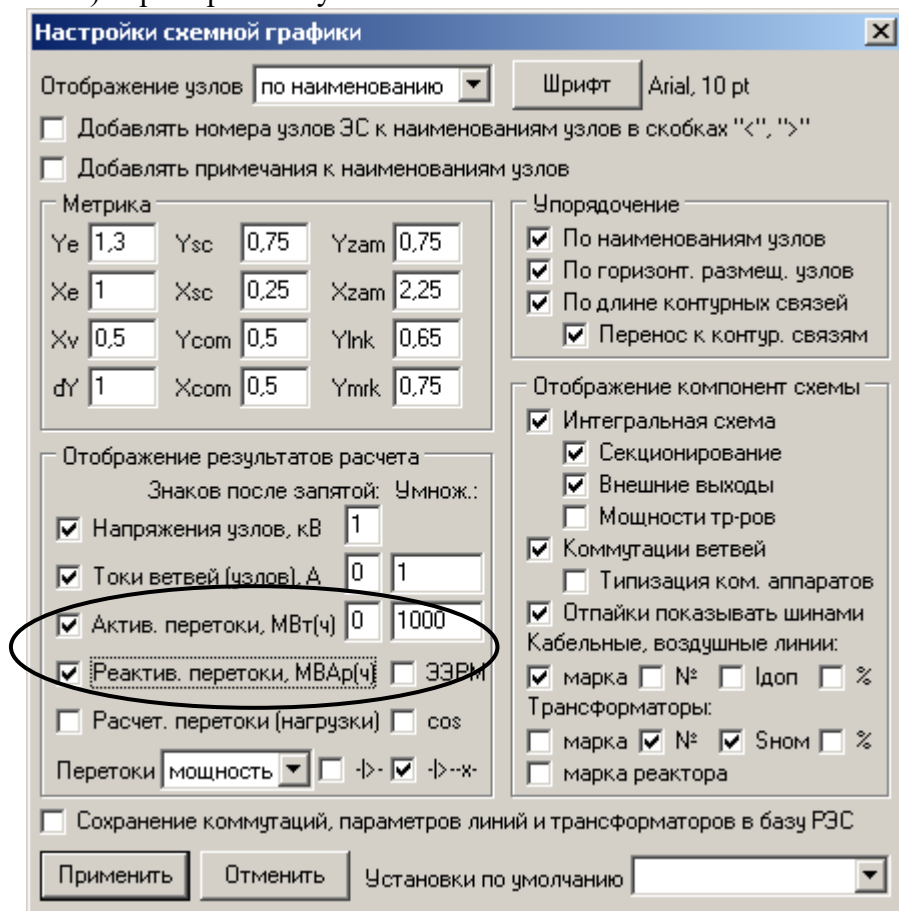
Для корректной работы с этим флагом, после каждого формирования схемы в "Базе РЭС", нужно перезагружать схему в задаче "Z-режим" с помощью меню "Схема" → "Загрузить".

Этот флаг может быть полезен при обработке узлов без питания и замкнутых контуров. Процесс поиска узлов без питания и замкнутых контуров на графике схемы описан в п.4.9.7 и 4.9.8 инструкции по РАОТП. В дальнейшей работе этот флаг нужно отключить, так как любые эксперименты со схемой в задаче "Z-режим" могут быть сохранены в исходные файлы "Базы РЭС".

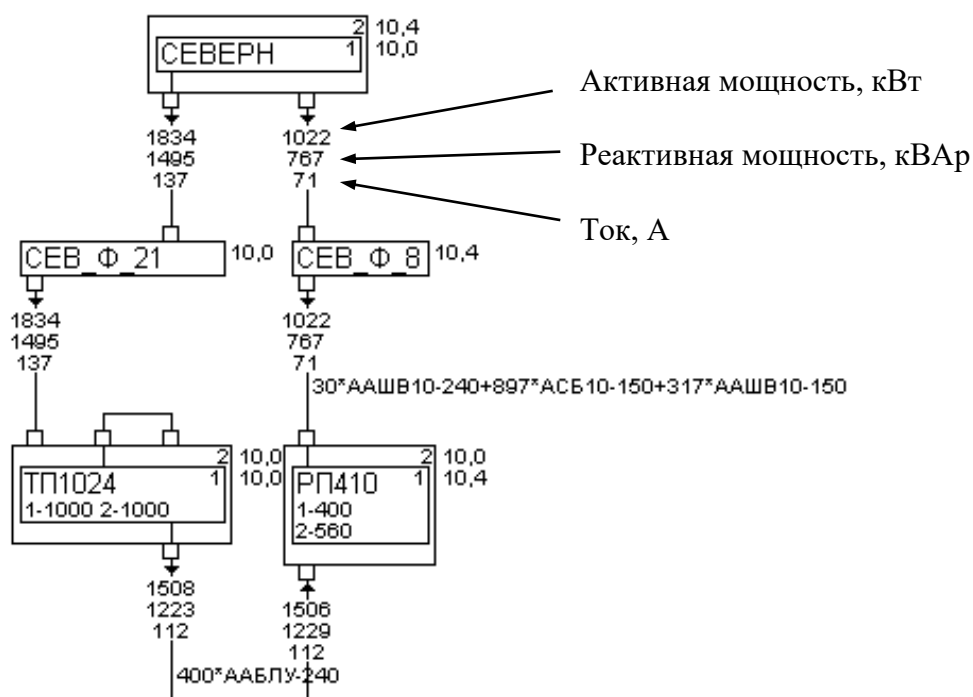
Любые установки флагов в окне "Настройки схемной графики" можно выполнять вручную. Для сетей 10(6) кВ рекомендуется в поле "Установки по умолчанию" выбрать пункт "Сети РЭС 10 – 0.4 кВ", при этом изменятся сразу группа значений и флажков (более подробно – п.4.9.2 инструкции РАОТП). Для сетей 10(6) кВ схема отображается интегральными узлами с секционированием в виде вложенных прямоугольников. Номер секции отображается в правом верхнем углу. Внутри прямоугольника ТП отображаются мощности тр-ров для каждой секции. Справа от узлов показаны расчетные модули напряжений, на линиях отображаются марки и длины, а также расчетные токи. Интегральные узлы ТП можно развернуть для детализации. Пример фрагмента схемы 10(6) кВ показан ниже:



Для вывода на графику перетоков мощности нужно нажать кнопку  "Настройки графики" на панели графики, в появившемся окне "Настройки схемной графики" в боксе "Отображение результатов расчетов" включить флажки "Актив. перетоки", "Реактив. перетоки". В поле "Умнож." (умножитель) для этих параметров должно быть значение 1000 (по умолчанию размерность мощности – МВт, чтобы перевести в кВт нужно умножить на 1000). Также можно установить количество знаков после запятой (для сетей 10(6) кВ установлено ноль). Пример таких установок показан ниже:

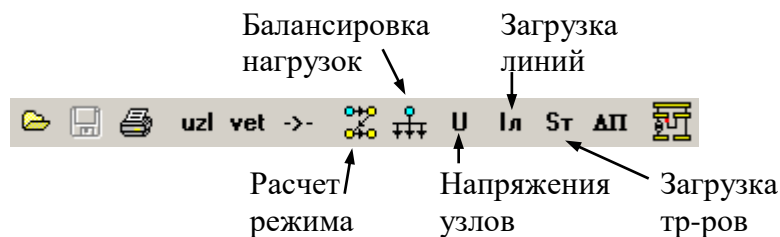


В этом случае перетоки по линиям будут выглядеть следующим образом:

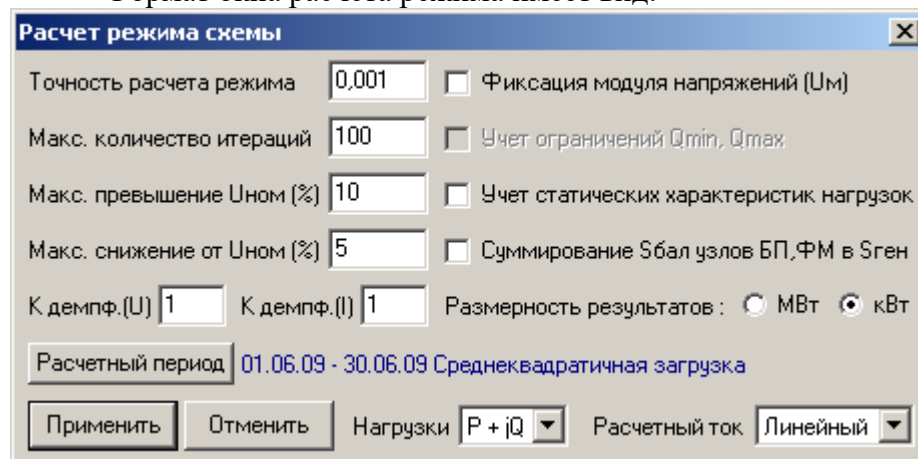


## 5. Расчет и анализ режима

Описание процедуры расчета установившегося режима схемы приведено в п.4.4 инструкции РАОТП. Состав управляющих кнопок на основной панели управления расчета режима, балансировки нагрузок и результирующих таблиц показан ниже:



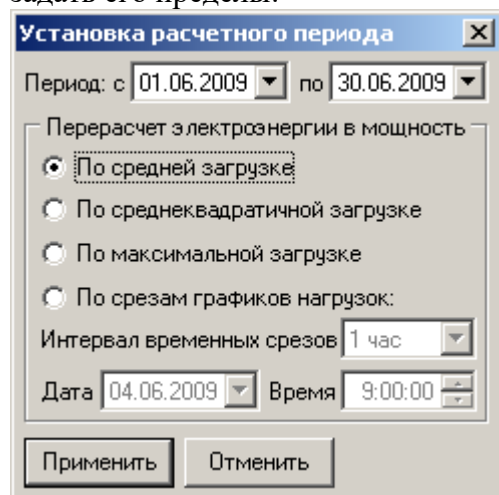
Формат окна расчета режима имеет вид:



Точность расчета режима (0.001) устанавливается для итерационного процесса по напряжениям, но это значение также можно трактовать как точность расчета суммарных потерь (с точностью до 0.001 МВт или до 1 кВт).

В полях "Макс. превышение  $U_{ном}$  (%)" и "Макс. снижение  $U_{ном}$  (%)" задаются пределы по напряжению в процентах для контроля уровней напряжений, например, +10% ... -5%.

Если нагрузка задана замерами электроэнергии, то кнопкой "Расчетный период" нужно задать его пределы:



В боксе "Перерасчет электроэнергии в мощность" как правило устанавливается флажок "По средней нагрузке". Правда при этом потери будут минимальны. При наличии графиков нагрузок в узлах (или в перетоках) можно выполнять варианты расчеты потерь по среднеквадратичной, максимальной нагрузке, или по конкретному срезу. Эти варианты описаны в п. 1.2 инструкции РАОТП. При отсутствии графиков нагрузок любой вариант приведет к расчету по средней нагрузке.

Размерность результатов для схем 10(6) кВ устанавливается в кВт.

Поле "Макс. количество итераций" задается для случаев, когда итерационный процесс не сходится к заданной точности. В этом случае в поле общих характеристик режима выводится итерационный процесс, например:

Схема : Горсеть (Дата расчета: 22.09.2009 10:19:15)  
Узлов=3190 Ветвей=3528 Контуров=5 БП=33 ФМ=0

[Анализ расчетной конфигурации]

Схема "Горсеть" содержит узлы без питания (48)

**!!!!!! Режим не сходится !!!!!!!**

Итерационный процесс:

1000,000000 ( 1,325747 )

0,923704 ( 0,061326 )

0,806163 ( 0,005680 )

1,650345 ( 0,000444 )

0,945165 ( 0,000039 )

0,849514 ( 0,000003 )

1,549122 ( 0,000000 )

0,780263 ( 0,000000 )

0,689917 ( 0,000000 )

4,971142 ( 0,000000 )

.....  
1,516515 ( 0,000000 )

0,721559 ( 0,000000 )

Точность расчета : 0,001

**Невязка по напряжению : 0,721559, узел: 1798 РП410.Т1.04**

Невязка по конт.токам : 0,000000

Количество итераций : 100, время расчета: 0:00:00

[Превышены допустимые токи линий]

Анализ токов выполняется в таблице выбором меню "Режим" - "Загрузка линий" или кнопкой "Iл"

[Превышены допустимые перетоки мощности в трансформаторах]

Анализ перетоков выполняется в таблице выбором меню "Режим" - "Загрузка тр-ров" или кнопкой "St"

[В схеме завышены напряжения узлов]

Анализ напряжений выполняется в таблице выбором меню "Режим" - "Напряжения узлов" или кнопкой "U"

[В схеме занижены напряжения узлов]

Анализ напряжений выполняется в таблице выбором меню "Режим" - "Напряжения узлов" или кнопкой "U"

Потребление	:	170532.827 кВт	125399.620 кВАр
Генерация	:	0.000 кВт	0.000 кВАр
Балансная мощность	:	-156119.492 кВт	-139293.021 кВАр
Потери в схеме	:	10197.971 кВт	26176.384 кВАр
Нагрузочные потери	:	8602.046 кВт	21432.697 кВАр
от актив.перетоков:	:	7141.902 кВт	
от реакт.перетоков:	:	1460.144 кВт	
Потери холост.хода	:	1595.925 кВт	4743.687 кВАр
шунтирующие реакт.:	:	0.000 кВт	0.000 кВАр
конденсатор. уст.:	:	0.000 кВт	0.000 кВАр
Небаланс в схеме	:	-24611.306 кВт	-12282.983 кВАр

В этом случае причину развала режима нужно искать в узле с наибольшей невязкой по напряжению (строка выделена жирным шрифтом), в данном примере это РП410.Т1.04. Причиной, как правило, является значительно завышенная нагрузка в узле или неправильно установленный расчетный период (например, вместо одного месяца – один день).



В общем случае анализ режима заключается в контроле превышения допустимых значений по четырем составляющим:

"U-" – заниженные уровни напряжения;

"U+" – завышенные уровни напряжения;

"Iл" – превышение допустимых токов линий;

"St" – превышение допустимых перетоков трансформаторов.

Индикаторы этих четырех состояний отражены в нижней правой части окна. При выходе за допустимые пределы индикаторы "загораются" красным цветом, например, **U- U+ Iл St**. Анализ режима выполняется по результирующим таблицам, форматы которых представлены в п.4.6. инструкции РАОТП. Примеры анализа этих таблиц приведены ниже.

**Таблица напряжений узлов** выбирается меню "Режим" → "Напряжения узлов" или кнопкой "U" на панели управления:

Nº	N узла	Наименование	Uном,кВ	Uрасч,кВ	dU, %
1	2948	ТП828.T1.04	0,4	0,340	-15,1
2	3128	ТП974.T1.04	0,4	0,356	-10,9
3	3073	ТП924.T1.04	0,4	0,358	-10,6
4	2989	ТП858.T1.04	0,4	0,358	-10,6
5	2913	ТП796.T1.04	0,4	0,359	-10,2
6	2936	ТП816.T1.04	0,4	0,359	-10,1
7	2935	ТП815.T1.04	0,4	0,360	-10,1
8	3042	ТП896.T1.04	0,4	0,360	-10,0
9	3089	ТП940.T1.04	0,4	0,360	-10,0
10	3062	ТП913.T1.04	0,4	0,360	-10,0
11	2972	ТП844.T1.04	0,4	0,360	-10,0
12	2934	ТП814.T1.04	0,4	0,360	-10,0
13	2937	ТП817.T1.04	0,4	0,360	-9,9
14	3027	ТП884.T1.04	0,4	0,361	-9,7
15	2860	ТП758.T1.04	0,4	0,361	-9,7
16	914	ТП825.1	10	9,063	-9,4
17	917	ТП816.1	10	9,067	-9,3
18	916	ТП924.1	10	9,073	-9,3
19	915	ТП815.1	10	9,075	-9,2
20	913	отп24_2	10	9,084	-9,2
21	912	ТП896.1	10	9,086	-9,1
22	911	отп24_1	10	9,086	-9,1

Статусная строка: Узлов: 3190 Ветвей: 3528 БП: 33 ФМ: 0 Нет питания: 48 Контуров: 5 U- U+ Iл St

Значения расчетных напряжений отсортированы по возрастанию их процентных отклонений от номинальных значений. Причиной заниженных напряжений, как правило, является большая протяженность питающих линий или большая нагрузка линий. Для анализа напряжений включается графика схем (кнопка "Графика схем" на панели управления), затем можно выделить группу узлов с самыми низкими напряжениями, и нажать кнопку построения радиуса питания (кнопка на панели графики). В этом случае построятся радиусы питания от всех выделенных узлов. На графике нужно анализировать протяженность и нагрузку отдельных участков схемы (в данном примере нагрузка по линиям показана в амперах).

**Таблица загрузки линий** выбирается меню "Режим" → "Загрузка линий" или кнопкой "Iл" на панели управления. Таблица сортируется от максимальных значений загрузки (в процентах) до минимальных.



№	Начало	Конец	№ линии	Ул.кВ	Марка линии	Грасч	Идоп	I%
1	ЗАВОКЗ	РП402.2	ЗАВОКЗ_Ф_5	10	22*АСБ10-185+47*С	258,677	240	107,8
2	ТП994.1	ТП174.1	ЦЕНТР_Ф_3	10	205*ААБ10-95+45*У	200,090	205	97,6
3	РП561.1	ТП889.2	ЦЕНТР_Ф_29	10	400*ААШВ-120	206,842	240	86,2
4	ТП889.1	ТП708.1	ЦЕНТР_Ф_29	10	490*ААШВУ-120	197,605	240	82,3
5	ТП174.1	ТП521.1	ЦЕНТР_Ф_3	10	400*ААБ10-120	192,850	240	80,4
6	ЮЖН_Ф_3	ТП60.2	ЮЖН_Ф_3	10	24*ААБ10-240+195*У	208,413	265	78,6
7	ТП708.1	ТП56.1	ЦЕНТР_Ф_29	10	540*АСБ-120	188,376	240	78,5
8	РП64.2	ТП229.1	ЦЕНТР_Ф_12	10	115*СБ6-70+154*АА	157,756	205	77,0
9	ТП56.1	ТП92.1	ЦЕНТР_Ф_29	10	7*АСБ-150+26*СБ-9	163,821	215	76,2
10	РП337.2	ТП837.1	ЮЖН_Ф_44	10	15*ААБ10-150+10*А	204,023	275	74,2
11	РП35.2	ТП994.1	ЦЕНТР_Ф_3	10	245*ААШВ10-150+2	202,936	275	73,8
12	ТП527.1	ТП2.1	НАБЕР_Ф_7	10	282*ААШВ-120	173,336	240	72,2
13	ТП92.1	ТП194.1	ЦЕНТР_Ф_29	10	31*АСБ-150+64*СБ-	146,432	205	71,4
14	РП61.1	ТП695.1	Ю-ЗАП_Ф_2	10	171*ЩААБУ10-120+	167,776	240	69,9
15	ФОР_Ф_2	ТП468.1	ФОР_Ф_20	10	1090*ААБЛ110-150+	167,301	240	69,7

Токовая перегрузка линии

Значения перегрузки линий больше (или близко к) 100% нужно анализировать на предмет правильности задания сечения проводов, правильности задания нагрузок в узлах, питаемых от этой линии, правильности установки мест разрывов (на линию навешена лишняя нагрузка) и др. Этот анализ удобно выполнять на графике схемы. Для отображения нужного фрагмента включается графика схем (кнопка "Графика схем" на панели управления), двойной щелчок на ячейке таблицы в колонке "Конец" (на РП402.2), текст "РП402.2" попадает в поле ввода на панели графики, затем кнопка "Дерево питания". При этом на графике должно отобразиться дерево питания от ТП402.2. Значение тока на перегруженной линии подкрашено красным цветом.

Допустимые токи считаются по минимальному значению для последовательных участков. Значения допустимых токов приведены в каталоге кабельных и воздушных линий (меню "Каталоги" → "Кабельные, воздушные линии"). Это усредненные значения для определенных условий (температур). При необходимости, можно скорректировать допустимые токи в каталоге, а также в таблице линий 10(6) кВ базы РЭС.

**Таблица загрузки трансформаторов** выбирается меню "Режим" → "Загрузка тр-ров" или кнопкой "Ст" на панели управления. Таблица также сортируется по возрастанию от максимальных значений загрузки трансформаторов (в процентах) до минимальных. Значения больше (близкие к) 100% нужно анализировать на предмет правильности задания нагрузки на трансформаторе этого ТП. В принципе, для этого анализа графику можно не использовать. Для отображения ТП с перегрузом трансформатора нужно включить графику схем (кнопка "Графика схем" на панели управления), двойной щелчок на ячейке таблицы в колонке "Начало" или "Конец" (например, на ТП569.1), текст "ТП569.1" попадает в поле ввода на панели графики, затем кнопка "Очистить фрагмент", затем кнопка "Развернуть подстанцию". При этом на графике должно отображаться развернутое ТП569. Активный и реактивный перетоки мощности подсвечены красным цветом.

№	Начало	Конец	Нтр	Марка тр-ра	Сфакт	Сном	S%
1	ТП569.1	ТП569.T1.04	T1	TM-180/10/0.4	251.2	180	139,6
2	ТП278.1	ТП278.T1.04	T1	TM-200/10/0.4	260.7	200	130,4
3	ТП501.1	ТП501.T1.04	T1	TM-400/10/0.4	491.4	400	122,9
4	ТП304.1	ТП304.T1.04	T1	TM-315/10/0.4	386.4	315	122,7
5	ТП597.2	ТП597.T2.04	T2	TM-400/10/0.4	470.4	400	117,6
6	ТП70.1	ТП70.T1.04	T1	TM-630/10/0.4	735.5	630	116,7
7	ТП229.1	ТП229.T1.04	T1	TM-250/10/0.4	288.7	250	115,5
8	ТП501.2	ТП501.T1.04	T2	TM-400/10/0.4	453.8	400	113,5
9	ТП767.2	ТП767.T2.04	T2	TM-250/10/0.4	277.5	250	111,0
10	ТП477.2	ТП477.T2.04	T2	TM-400/10/0.4	425.3	400	106,3
11	ТП789.1	ТП789.T1.04	T1	TM-630/10/0.4	661.9	630	105,1

Перегруз трансформаторов

Анализ потерь мощности в линиях и трансформаторах описан в п.4.6.4 и 4.6.5 инструкции РАОТП. Анализ суммарных потерь приведен в п.4.6.6 инструкции.

## 6. Балансировка нагрузок по заданным перетокам на фидерах

Значение перетоков, по которым нужно выполнить балансировку, задаются в таблице "Заданные перетоки в линиях" (кнопка "->-" на панели управления).

№	N нач	N кон	Начало	Конец	к/н	+/-	Б	T	P->	Q->
31	999999	1681		ЮЖНАЯ.2.10	1	+	1	3	240,0	
32	999999	1693		ЮЖНАЯ.3.10	1	+	1	3	0,0	
33	999999	1734		ЮЖНАЯ.4.10	1	+	1	3	224,0	
34	1	54	ВОСТОЧН.1.10	ВОСТ_Ф_11				3	122,4	
35	1	65	ВОСТОЧН.1.10	ВОСТ_Ф_13				3	52,8	
36	1	90	ВОСТОЧН.1.10	ВОСТ_Ф_15				3	64,0	
37	1	101	ВОСТОЧН.1.10	ВОСТ_Ф_17				3	2,4	
38	1	104	ВОСТОЧН.1.10	ВОСТ_Ф_19				3	62,4	
39	1	2	ВОСТОЧН.1.10	ВОСТ_Ф_3			1	3	102,4	
40	1	23	ВОСТОЧН.1.10	ВОСТ_Ф_5			1	3	48,0	
41	1	39	ВОСТОЧН.1.10	ВОСТ_Ф_9			1	3	131,2	
42	134	166	ВОСТОЧН.2.10	ВОСТ_Ф_10			1	3	72,0	

Для сетей 10(6) кВ эта таблица заполняется на этапе формирования расчетной схемы в задаче "База РЭС", и представляет совокупность перетоков по таблицам вводов и фидеров. Фидеры, по которым нужно выполнить балансировку, отмечены в колонке "Б" признаком "0" (на экране это пустое поле), "Б" = 1 – запрет балансировки.

В принципе, задача балансировки выполняется для уточнения нагрузок в узлах за счет их балансировки по известным замерам на линиях. Описание процедуры балансировки нагрузок узлов схемы приведено в п.4.5 инструкции РАОТП. В окне "Балансировка нагрузок" точность

балансировки (как и расчета режима) по умолчанию = 0.001. Тангенс используется для типа загрузки P,tg; I,tg; WP,tg в том случае, когда значение тангенса не указано для перетока. Для записи сбалансированных нагрузок в таблицу узлов нужно включить флаг "Сохранение сбалансированных нагрузок".

После завершения балансировки в нижней части окна выдаются сообщения, например:  
Итераций: 8

Критерий (dS лин) = -0,0126313 + j 0,0080050, модуль = 0,0149542  
Критерий (dS наг) = 0,0000006 + j 0,0000004, модуль = 0,0000007  
Критерий (dU узл) = 0,0000000 + j 0,0000000, модуль = 0,0000000

	Нач. переток	Зад. переток	Рез. переток	
ВОСТОЧН.1.10 - ВОСТ_ф_11	24,5	-> 122,4	-> 122,4	А
ВОСТОЧН.1.10 - ВОСТ_ф_13	80,7	-> 52,8	-> 52,8	А
ВОСТОЧН.1.10 - ВОСТ_ф_15	136,8	-> 64,0	-> 64,0	А
ВОСТОЧН.1.10 - ВОСТ_ф_17	5,2	-> 2,4	-> 5,2	А - небаланс

<<<< Расчет закончен >>>>

Вверху показаны критерии балансировки. Далее приведены значения начальных, заданных и результирующих перетоков по линиям. Следует обратить внимание на большие расхождения в начальных и заданных токах для линий **вост\_ф\_11** и **вост\_ф\_15**. Это может означать, что указанный замер не соответствует заданной конфигурации схемы. При этом вместо уточнения нагрузок, можем получить режим с искаженными нагрузками. На фидере **вост\_ф\_17** имеем небаланс, хотя здесь нельзя говорить о несоответствии конфигурации (начальный и заданный перетоки являются малыми значениями).

**Задачу балансировки нагрузок желательно использовать локально, т.е. для конкретного набора требуемых фидеров, по которым для заданной конфигурации выполнены измерения перетоков.**

После балансировки необходимо по новой выполнить анализ режима (п.5).

## 7. Оптимизация разрывов

Задача оптимизации мест разрывов представлена в п.4.10.1 инструкции РАОТП. Окно оптимизации представлено ниже:

**Оптимизация разрывов**

№	Un	t	k	Разрыв	в сторону	Нов. разрыв	в сторону	dP, кВт
1	10			РП1.1	РП1.2			
2	10			РП108.1	РП170.1			
3	10			РП108.1	ТП107.1			
4	10			РП11.2	РП11.1			
5	10			РП128.2	РП128.1			
6	10			РП149.1	РП39.1			
7	10			РП149.2	РП149.1			
8	10			РП152.2	РП152.1			
9	10			РП152.2	ТП196.1			
10	10			РП16.1	РП16.2			

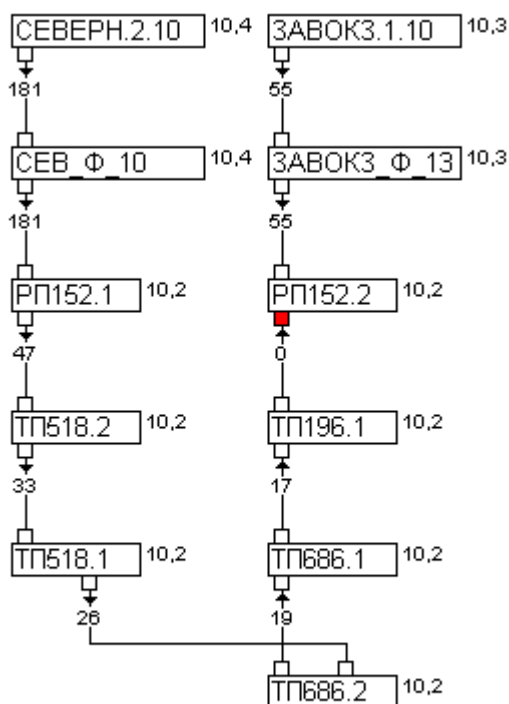
Цепочка питания "влево" → РП152.2 → ТП196.1 → Цепочка питания "вправо"

Исходные потери: dP = 4886,0 кВт

Величина оптимизации: 0,0 кВт

Индикаторы успешного сдвига, и перегруза по току: Перегрузка линии: [ ]

На графике разрыв РП152.2 – ТП196.1 и его цепочки питания будут выглядеть так:



Разрыв можно перемещать вручную кнопками ← и →, например сдвиг "вправо" дает положительный эффект:

Оптимизация разрывов

№	Un	t	k	Разрыв	в сторону	Нов. разрыв	в сторону	dP, кВт
1	10			РП1.1	РП1.2			
2	10			РП108.1	РП170.1			
3	10			РП108.1	ТП107.1			
4	10			РП11.2	РП11.1			
5	10			РП128.2	РП128.1			
6	10			РП149.1	РП39.1			
7	10			РП149.2	РП149.1			
8	10			РП152.2	РП152.1			
9	10			РП152.2	ТП196.1	ТП196.1	ТП686.1	6,0
10	10			РП16.1	РП16.2			

ТП196.1 [X] — [ ] ТП686.1  
 РП152.2  
 ЗАВОК3\_Ф\_13  
 ЗАВОК3.1.10

dP = 4880,0 кВт  
 Перегрузка линии:

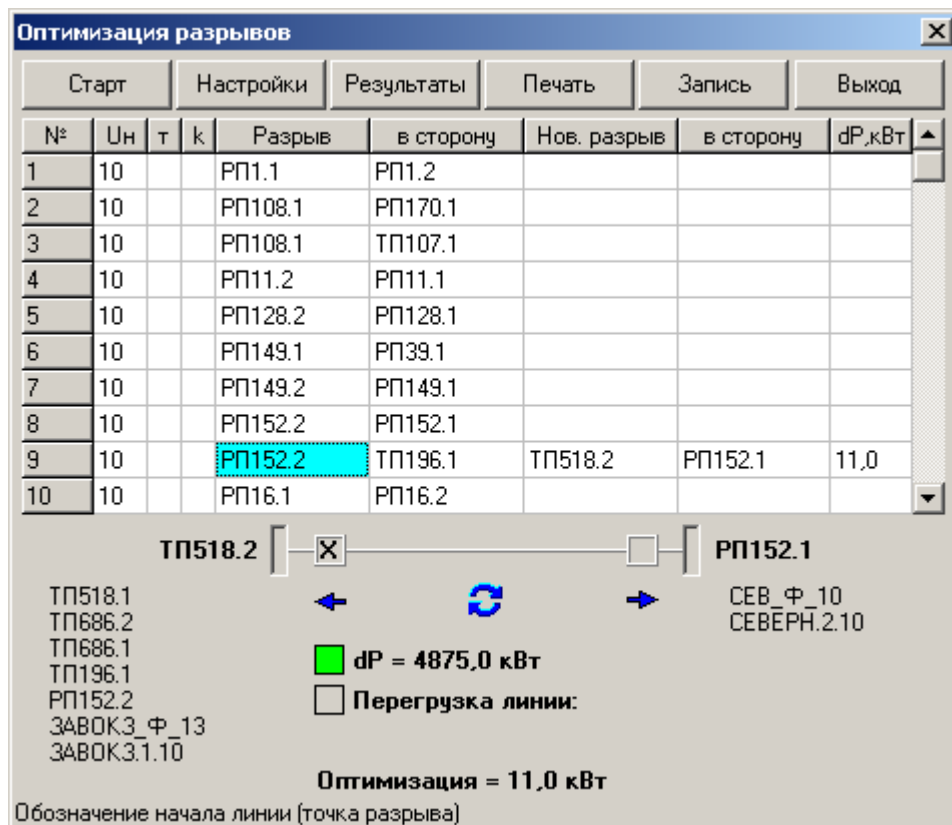
Оптимизация = 6,0 кВт

Обозначение начала линии (точка разрыва)

Величина оптимизации

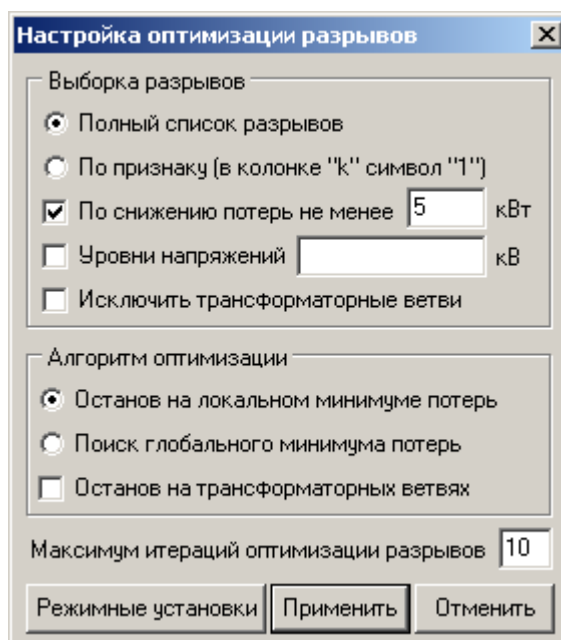
следующий сдвиг вправо также успешный:





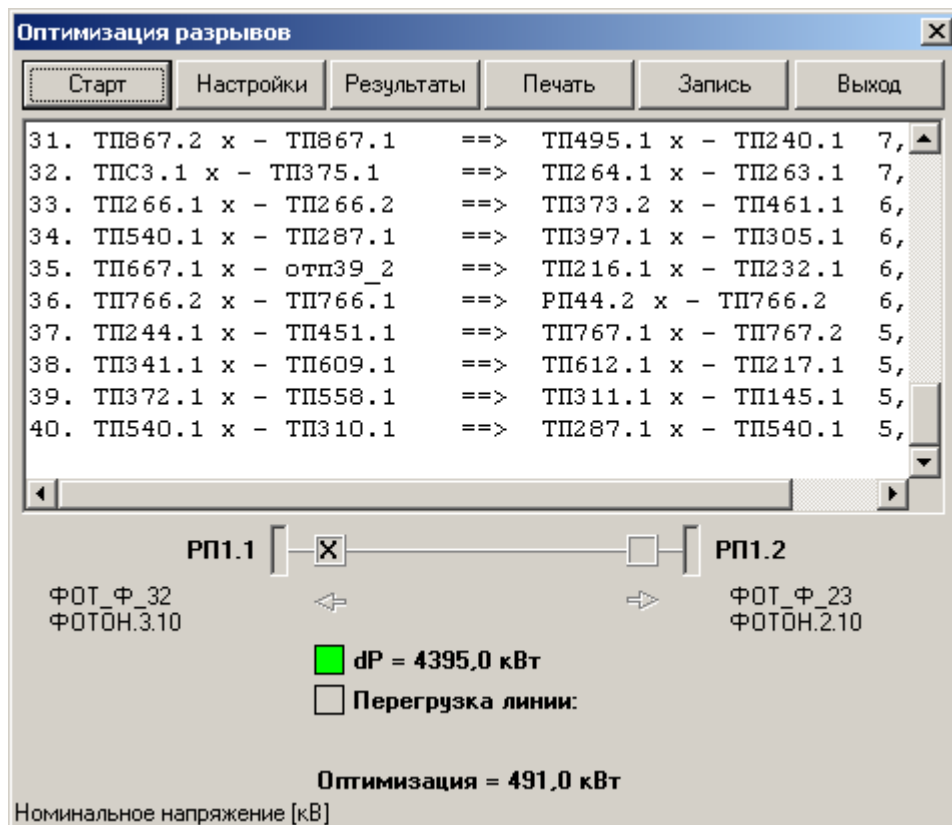
Таким образом перемещение разрыва РП152.2 – ТП196.1 в позицию ТП518.2 – РП152.1 дает уменьшение потерь на 11 кВт.

Такой же процесс можно запустить в автоматическом режиме, нажав кнопку "Старт". Перед запуском в автомате необходимо установить ряд настроек кнопкой "Настройки":



Параметры настроек показаны в п.4.10 инструкций РАОТП. Для схем 10(6) кВ нужно установить настройки, как показано в окне "Настройка оптимизации разрывов". Параметр "По снижению потерь не менее" можно устанавливать произвольно.

Для запуска в автомате нужно нажать кнопку "Старт". После завершения оптимизации выдается окно с результатами:



Результаты выводятся на печать кнопкой "Печать". На примере видно, что предлагается изменить 40 положений разрывов, из которых каждый в отдельности дает оптимизацию не меньше заданных 5 кВт, а в сумме – 491 кВт.

Конечное состояние оптимизированных разрывов не однозначно. Если выполнять сдвиги разрывов в разной последовательности, то и результат может быть разным (эта разница, как правило, незначительна, но хотелось бы иметь однозначный результат). Поэтому, перед оптимизацией, программа выполняет предварительный проход по всем разрывам, определяет эффект (оптимизацию) от каждого в отдельности, и выполняет сортировку по этому эффекту. То есть самыми первыми оптимизируются разрывы дающие наибольший эффект. Пример такой оптимизации показан ниже:

Список оптимизированных разрывов:

1.	ТП789.1 x - отп23_3	==>	ТП758.1 x - отп23_1	72,0 кВт
2.	ТП867.2 x - ТП867.1	==>	ТП495.1 x - ТП240.1	14,0 кВт
3.	ТП567.2 x - ТП1005.1	==>	С3.1 x - С3.2	9,0 кВт
4.	ТП80.1 x - ТП180.1	==>	ТП180.1 x - ТП60.1	8,0 кВт
5.	ТПС30.1 x - ТП480.2	==>	ТП293.1 x - ТП325.1	9,0 кВт
6.	ТП470.2 x - ТП471.1	==>	ТП494.1 x - ТП494.2	9,0 кВт
7.	ТП816.1 x - отп25_1	==>	ТП783.1 x - отп25_4	10,0 кВт
8.	ТП672.3 x - ТП545.1	==>	ТП224.2 x - РП214.1	7,0 кВт
9.	ТП404.2 x - ТП404.1	==>	ТП272.1 x - ТП404.2	6,0 кВт
10.	ТП527.2 x - ТП527.1	==>	НАВЕР_Ф_7 x - НАБЕРЕЖ.1.10	6,0 кВт
11.	ТП121.2 x - ТП716.2	==>	ТП461.1 x - ТП373.2	6,0 кВт

Сортировка по спаданию эффектов выдерживается не строго (72, 14, 9, 8, 9, 9, 10 ... кВт) так как эффект от изменения очередного разрыва получен не отдельно, а с учетом оптимизации верхних по списку разрывов. Если на практике перемещать только отдельные разрывы из полученного списка, то для получения ожидаемого эффекта нужно оптимизировать их отдельно.

**Все предложенные изменения нужно детально анализировать, перепроверять нагрузки и перетоки в районе данных разрывов. По выбранному составу разрывов нужно выполнить измерения нагрузок и перетоков в текущем времени, задать их в базу РЭС и провести оптимизацию именно этого состава разрывов. После этого можно говорить о реальном эффекте от изменения мест этих разрывов.**

## 8. Оптимизация разрывов сети 10(6) кВ РЭС ОАО "Крымэнерго"

Для оптимизации выбраны четыре района ОАО "Крымэнерго" – Симферопольский РЭС, РЭС-2, Керченский РЭС и Красноперекопский РЭС. Исходные данные по линиям и трансформаторам ТП, РП всех РЭС приняты на основе базы комплекса КВАРЭС (комплекс вычислительный анализа реактивов электрических сетей).

### 8.1. Симферопольский РЭС

В схеме сети Симферопольского РЭС преобладают кабельные линии. Класс напряжения сети – 10 кВ. Фрагмент таблицы **линий 10(6) кВ** приведен ниже:

п	Un	Начало	Конец	к	Параметры линий	Ком. ап. нач.	Ком. ап. кон.
П	10	ВОСТОЧН.1.10	Вост_ф_3				
	10	Вост_ф_3	ТП650.1		442*АСБ10-240+143*ААБ10-150		
	10	ТП650.1	ТП650.2				
	10	ТП650.2	ТП651.1		239*АСБ10-150		
	10	ТП651.1	ТП651.2				
	10	ТП651.1	ТПС33.2	К	90*ААШВ10-120		
	10	ТП651.2	ТП652.1	К	55*АСБ10-150+262*ААБ10-150		
	10	ТП651.1	ТП118.1		256*АСБ-240+200*АСБ-185+40*АСБ-240+135*АСБ-150		
	10	ТП118.1	ТП118.2				
	10	ТП118.2	ТП967.1	К	279*ААБВ-185+9*ААБВ-185		
	10	ТП967.1	РП44.1		70*ААБВ-240+49*ААБВ-185		
	10	ТП118.1	ТП1032.1		246*ААБЛу-185+323*ААБл-150		
	10	ТП1032.1	ТП1032.2				
	10	ТП1032.2	ТП385		72*ААБ-150+250*А-70+131*ААБ-185		
	10	ТП385	ТП641.1		5*АСБ-120+422*АСБ-150+183*ААБ-150		
	10	ТП641.1	ТП641.2				
	10	ТП641.1	ТП109		181*ААБ-150+125*АСБ-150+210*АСБ-185		
	10	ТП109	ТП464.1		508*АСБ-240		
	10	ТП109	ТП101.2		399*СБ-95		
	10	ТП101.2	ТП101.1				
10	ТП101.1	ТП578.2		275*АСБ-150			
П	10	ЗАВОКЗ.1.10	Завокз_ф_3				
	10	Завокз_ф_3	РП16.1		22*3АСБ10-95		
	10	РП16.1	ТП308.1		113*ААБ10-185+80*АСБ10-185+77*ААБ10-185+208*ААБ10-150		
	10	ТП308.1	ТП251.1		111*ААБ10-150		
	10	ТП251.1	ТП210.1		240*АСБ10-120		
	10	ТП210.1	ТП290.1		235*ААБ10-185+260*ААШВ10-185		
	10	ТП290.1	ТП351.1		146*АСБ10-120+24*АСБ10-120		
	10	ТП290.1	ТП233.1	Н	290*ААШВ-150		
	10	ТП351.1	ТП685.2		193*ААБ10-120+23*ААШВ10-120+7*АСБ-150		
	10	ТП685.2	ТП685.1	Н			
	10	РП16.1	ТП448.1		39*ААБ10-240		
	10	ТП448.1	ТП926.1		300*ААБ10-150		
	10	ТП926.1	ТП926.2	К			
	10	ТП926.1	ТП409.1		150*ААБ-150		
	10	ТП409.1	ТП13.1		140*АСБ-240		
	10	ТП13.1	ТП164.1	Н	4*АСБ-150+319*ААБ-95+170*ААШВ-95		
	10	ТП13.1	ТП538.1		500*СБ-70+66*ААШВ-120		
	10	ТП538.1	ТП538.2				
	10	ТП538.2	ТП509.2		66*ААШВ10-240+187*АСБ10-185+30*АСБВ10-240+130*АСБ10-150		
	10	ТП509.2	ТП509.1	Н			
10	ТП538.1	ТП73.1		111*АСБ10-150+160*АСБ10-150			
10	ТП73.1	ТП157.2		173*АСБ10-95			



	10	ТП73.1	ТП144.1	Н	7*СБ-120+161*СБ-70+67*СБ-50+9*СБ-95		
	10	ТП157.2	ТП157.1	Н			
	10	ТП448.1	ТП148.1		24*СБ-120+48*СБ-120+180*ААБ-185+218*АСБ-120+100*ААБ-240		
	10	ТП148.1	ТП93.1		13*СБ10-70+444*СБ6-70+4*СБ10-70		
	10	ТП93.1	ТП107.1		154*АСБ6-150+128*СБ6-70		
	10	ТП107.1	ТП107.2				
	10	РП16.1	РП16.2	Н			
	10	РП16.1	ТП287.1		175*АСБ10-240+395*ААШВ10-150		
	10	ТП287.1	ТП540.1	К	66*АСБ10-150+104*АСБ6-95+135*АСБ6-95+14*АСБ10-150+556*АСБ10-240		
	10	ТП287.1	ТП960.1		276*ААШВ10-185+18*ЦААБЛ10-185		
	10	ТП960.1	ТП960.2				
	10	ТП960.2	ТП690.1		332*ААШВ10-185+15*ЦААБЛ10-185		
	10	ТП690.1	ТП685.1		156*ААШВ-185		
	10	ТП690.1	ТП690.2				
	10	ТП690.2	ТП234.1		130*ААБ10-120+77*ААБ10-120		
	10	ТП234.1	ТП295.1		6*СБ10-70+229*АСБ6-95+10*СБ10-70		
	10	ТП295.1	ТП312.1		7*СБ10-120+158*ААБ6-95+110*ААШВ10-120+101*СБ6-95+8*СБ10-95		
	10	ТП312.1	ТП368.1		130*ААШВ10-120+95*ААШВ10-120		
	10	ТП368.1	ТП367.1	Н	699*ААБ-120+286*ААБ-120		
	10	ТП368.1	ТП19.1		521*ААБ10-120+170*ААШВ10-120+89*ААБ10-120		
	10	ТП295.1	ТП296.1	К	6*АСБ10-150+222*АСБ6-95+7*АСБ10-150		
	10	ТП296.1	ТП263.1		6*АСБ-120+226*АСБ-95+7*АСБ10-150		
П	10	ЗАПАДН.1.10	Зап_ф_3				
	10	Зап_ф_3	ТП563.2		166*ААБ10-240+144*ААБ10-185+299*ААБ10-240+109*АСБ10-240		
	10	ТП563.2	ТП563.1				
	10	ТП563.1	ТП565.1		40*АСБ10-240+85*АСБ10-240		
	10	ТП565.1	ТП566.2		170*АСБ10-150		
	10	ТП566.2	ТП566.1				
	10	ТП566.1	ТП186.1		718*ААШВ10-120		
	10	ТП186.1	ТП562.1	К	460*ААШВ10-185		
	10	ТП186.1	ТП407.1	К	490*АС-95+374*АСБ10-150+305*ААБ10-185+45*ААБЛ10-150		
	10	ТП565.1	ТП565.2				
	10	ТП565.2	ТП562.1	К	220*ААШВ-150+63*АСБ-150+232*ААШВ-150		
	10	ТП565.2	ТП271.1		496*АСБ10-150		
	10	ТП271.1	ТП809.1		77*АСБ10-150+235*А-70+30*ААБ10-70		
	10	ТП809.1	ТП809.2				
	10	ТП809.2	ТП85.1	Н	900*ААШВ10-150		
П	10	КОММУН.2.10	Комм_ф_4				
	10	Комм_ф_4	ТП658.2		1100*АСБ10-185		
	10	ТП658.2	ТП302.1		257*ААБ10-150		
	10	ТП302.1	ТП439.1		600*2ААБ6-70		
	10	ТП439.1	ТП862.1		472*АСБ10-120		
	10	ТП439.1	РП440.1		268*ААБЛУ10-150		
	10	РП440.1	РП440.2				
	10	РП440.2	ТП624.2		425*ААБВ10-120		
	10	ТП624.2	ТП624.1	Н			
	10	РП440.2	ТП208.2	К	13*ЦААБ10-120+456*АСБ6-120		
П	10	МАРЬИНО.1.10	Мар_ф_19				
	10	Мар_ф_19	ТП348.1		77*АСБ10-150+497*ААБ10-150		
	10	ТП348.1	ТП279.1		390*А-70+103*ААБ-150		
	10	ТП279.1	ТП161.1		600*А-70		
	10	ТП161.1	ТП115.1	К	395*АС-50		
	10	ТП161.1	ТП843.1		350*А-70		
	10	ТП843.1	1		775*АС-70		
+	10	1	ТП848.1		10*АС-50		-
+	10	1	ТП135.1		205*АС-70		-
	10	ТП135.1	ТП392.1	К	116*АСБ-95		

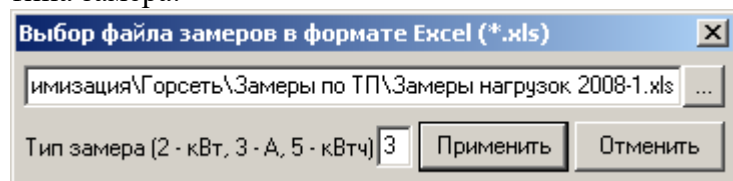
	10	ТП135.1	ТП405.2		312*А-70+841*АС-70+158*АСБ-185+244*АСБ-185+115*АСБ-185			
	10	ТП405.2	ТП405.1					
	10	ТП405.2	ТП479.2	К	205*ААБ-150+188*АСБ-150			
П	10	НАБЕРЕЖ.1.10	Набер_ф_3					
	10	Набер_ф_3	РП27.2		9*АСБ10-185+121*ААБ10-150+852*ААБ6-150+105*ААШВ10-185+7*СБ10-120			
	10	РП27.2	РП27.1	Н				
	10	РП27.2	ТП507.1		115*ААШВ-120+57*АСБ-185+234*ААШВ-120+70*ААШВ-120			
	10	ТП507.1	ТП507.2	К				
	10	РП27.2	ТП532.1		148*ЦААБВ-120+60*ААШВ-120+78*ЦААБВ-120			
	10	ТП532.1	РП27.1	К	148*ЦААБВ-120+60*ААШВ-120+78*ЦААБВ-120			
	10	ТП532.1	ТП483.2		171*АСБ-240			
	10	ТП483.2	ТП483.1					
	10	ТП483.2	ТП518.1	К	298*АСБ-240+58*АСБ-150			
	10	ТП483.1	ТП301.1		60*АСБ-150+89*АСБ-240			
	10	ТП301.1	ТП301.2					
	10	ТП301.2	ТП519.1	Н	100*АСБ-150+270*ААБ-150+60*ААБ-150			
	10	ТП301.2	ТП129.1		72*АСБ-240+85*ААБ-150			
	10	ТП129.1	ТП376.1	Н	93*АСБ-185+45*ААБ-120+137*АСБ-120+15*ААБ-240+76*АСБ-150+60*ААБ-240			
	10	ТП129.1	ТП336.1		37*ААБ-150+55*АСБ-185+243*ААБ-150			
	10	ТП336.1	ТП141.1		94*ААБ-120			
	10	ТП141.1	ТП65.1	К	6*СБ-120+320*СБ-70			
	П	10	СЕВЕРН.1.10	Сев_ф_15				
10		Сев_ф_15	ТП731.2		1880*ААБВ10-150			
10		ТП731.2	ТП731.1					
10		ТП731.1	ТП1008.1		550*ААБ-240			
10		ТП731.1	ТП751.1		18*ААБ10-150+300*АСБ10-150+75*ААБВ10-150			
10		ТП751.1	ТП958.1		18*ААБ10-150+127*АСБ10-150+230*ААБЛ10-150+50*ААБЛ10-150			
10		ТП958.1	ТП958.2	Н				
10		ТП958.2	ТП1001.1		333*ААБЛ10-150+760*ААБЛ10-240			
10		ТП1001.1	РП38.1		750*ААБЛ10-240+58*АСБ10-150			
10		ТП958.1	ТП411.1	О	633*ААБЛ10-150+			
10		ТП731.2	ТП853.1		376*ААБ-150			
10		ТП853.1	ТП982.1		15*АСБ-150+30*ААШВ10-120+40*ААШВ10-150			
10		ТП982.1	РП813.1		15*АСБ-150+250*АСБ10-120+190*АСБ10-185+320*АСБ10-240			
10		РП813.1	РП813.2	К				
10		РП813.1	1		600*АС-50			
+		10	1	ТП704.1		50*АС-50	-	-
+		10	1	2		40*АС-50	-	-
+		10	2	3		40*АС-50	-	-
+		10	3	ТП762.1		15*АС-50	-	-
+	10	3	ТП247.1		210*ААБ-120	-	-	
+	10	2	4		90*АС-50	-	-	
+	10	4	ТП953.1		30*АС-50	-	-	
+	10	4	5		60*АС-50	-	-	
+	10	5	ТП828.1		15*АС-50	-	-	
+	10	5	6		120*АС-50	-	-	
+	10	6	ТП693.1		30*АС-50	-	-	
+	10	ТП247.1	ТП851.1		308*ААШВ10-150+45*АС-35+65*А-35	-	-	

Замеры по трансформаторам 10(6)/0.4 кВ ТП, РП Симферопольского РЭС представлены в файле \*.XLS. Формат замеров приведен в токах (амперы) для отдельных трансформаторов (максимум – три трансформатора) на стороне 0.4 кВ. Дата замера – 22.12.2008 г. Наименования ТП представлены номерами, наименования РП заданы полностью. Номинальные мощности трансформаторов не заданы (колонки Sном). Токи указаны в колонках Т1,Т2,Т3. Значение тока

"-1" обозначает, что трансформатор отключен. Для некоторых ТП указано примечание "трансформаторы включены параллельно". Фрагмент файла представлен ниже:

ТП, РП	Сном Т1	Т1	Сном Т2	Т2	Сном Т3	Т3	Примечание
1		360		145		0	
2		695		200		0	
3		175		0		0	
4		110		520		0	
5		570		0		0	
6		375		0		0	
РП7		625		0		0	
8		0		0		0	
9		540		0		0	
10		610		0		0	
11		0		0		0	
РП12		330		370		0	
13		550		0		0	
14		0		0		0	
16		0		0		0	
17		490		0		0	
18		370		0		0	
19		525		0		0	
РП20		290		100		0	
21		0		0		0	
24		0		0		0	
25		195		0		0	
26		0		0		0	
34		0		0		0	
РП35		370		0		0	
36		0		0		0	
37		500		0		0	
38		0		0		0	
РП39		140		210		0	
40		0		0		0	
43		585		0		0	
44		0		0		0	
РП45		40		0		0	
46		640		0		0	
РП47		135		395		0	
48		0		0		0	
49		0		0		0	
50		210		155		0	
51		270		280		0	
52		0		0		0	
53		0		0		0	
54		750		0		0	
55		450		0		0	
56		630		0		0	
58		0		0		0	
59		0		0		0	
60		315		315		0	Трансформаторы включены параллельно
РП61		155		390		0	

Данные замеров зачисляются в таблицу трансформаторов ТП, РП выбором меню "Данные" → "Импорт замеров ТП". В этом окне выбирается файл замеров и указывается номер типа замера:



Фрагмент таблицы трансформаторов ТП, РП с закачанными замерами приведен ниже:

ТП,РП (ВН)	ТП,РП (НН)	Нтр	к	Трансформатор	U	T	Рнаг	Qнаг	Ng (Pн)	Ng (Qн)
РП108.1	РП108.Т1.04	T1		ТМ-400/10/0.4						
РП108.2	РП108.Т2.04	T2		ТМ-560/10/0.4						
РП12.1	РП12.Т1.04	T1		ТМ-315/10/0.4		3	330,0			
РП12.2	РП12.Т2.04	T2		ТМ-315/10/0.4		3	370,0			
РП152.1	РП152.Т1.04	T1		ТМ-400/10/0.4		3	210,0			
РП152.2	РП152.Т2.04	T2		ТМ-400/10/0.4		3	430,0			
РП170.1	РП170.Т1.04	T1		ТМ-560/10/0.4						
РП170.2	РП170.Т2.04	T2		ТМ-320/10/0.4						
РП184.1	РП184.Т1.04	T1		ТМ-630/10/0.4		3	365,0			
РП184.2	РП184.Т2.04	T2	0	ТМ-630/10/0.4		3				
РП192.1	РП192.Т1.04	T1		ТМ-320/10/0.4						
РП1А.1	РП1А.Т1.04	T1		ТМ-320/10/0.4						
РП1А.2	РП1А.Т2.04	T2		ТМ-320/10/0.4						
РП20.1	РП20.Т1.04	T1		ТМ-400/10/0.4		3	290,0			
РП20.2	РП20.Т2.04	T2		ТМ-400/10/0.4		3	100,0			
РП214.1	РП214.Т1.04	T1		ТМ-630/10/0.4						
РП220.1	РП220.Т1.04	T1		ТМ-180/10/0.4						
РП236.1	РП236.Т1.04	T1		ТМ-630/10/0.4						
РП236.2	РП236.Т2.04	T2		ТМ-630/10/0.4						
РП292.1	РП292.Т1.04	T1		ТМ-160/10/0.4						
.....										
С1.1	С1.Т1.04	T1		ТМ-250/10/0.4						
С2.1	С2.Т1.04	T1		ТМ-250/10/0.4						
С3.1	С3.Т1.04	T1		ТМ-630/10/0.4						
С3.2	С3.Т2.04	T2		ТМ-630/10/0.4						
С4.1	С4.Т1.04	T1		ТМ-400/10/0.4						
С5.1	С5.Т1.04	T1		ТМ-400/10/0.4						
С5.2	С5.Т2.04	T2		ТМ-400/10/0.4						
С6.1	С6.Т1.04	T1		ТМ-160/10/0.4						
С6.2	С6.Т2.04	T2		ТМ-160/10/0.4						
С7.1	С7.Т1.04	T1		ТМ-100/10/0.4						
С7.2	С7.Т2.04	T2		ТМ-100/10/0.4						
С8.1	С8.Т1.04	T1		ТМ-400/10/0.4						
С8.2	С8.Т2.04	T2		ТМ-400/10/0.4						
С9.1	С9.Т1.0.4	T1		ТМ-400/10/0.4						
С9.2	С9.Т2.0.4	T2		ТМ-400/10/0.4						
.....										
ТП1.1	ТП1.Т1.04	T1		ТМ-400/10/0.4		3	360,0			
ТП1.1	ТП1.Т2.04	T2		ТМ-400/10/0.4		3	145,0			
ТП10.1	ТП10.Т1.04	T1		ТМ-630/10/0.4		3	610,0			
ТП100.1	ТП100.Т1.04	T1		ТМ-400/10/0.4		3	310,0			
ТП100.2	ТП100.Т2.04	T2		ТМ-630/10/0.4		3	585,0			
ТП1001.1	ТП1001.Т1.04	T1		ТМ-100/10/0.4						
ТП1002.1	ТП1002.Т1.04	T1		ТМ-400/10/0.4						
ТП1003.1	ТП1003.Т1.04	T1		ТМ-250/10/0.4						
.....										
ТП283.1	ТП283.Т1.04	T1		ТМ-630/10/0.4						
ТП284.1	ТП284.Т1.04	T1		ТМ-250/10/0.4		3	120,0			
ТП284.2	ТП284.Т2.04	T2	0	ТМ-250/10/0.4		3				
ТП285.1	ТП285.Т1.04	T1		ТМ-160/10/0.4						

ТПЗ.1	ТПЗ.Т1.04	Т1		ТМ-180/10/0.4	3	175,0			
ТП300.1	ТП300.Т1.04	Т1		ТМ-400/10/0.4	3	170,0			
ТП301.1	ТП301.Т1.04	Т1		ТМ-630/10/0.4	3	255,0			
ТП301.2	ТП301.Т2.04	Т2		ТМ-630/10/0.4	3	435,0			
ТП302.1	ТП302.Т1.04	Т1		ТМ-180/10/0.4					
ТП303.1	ТП303.Т1.04	Т1		ТМ-250/10/0.4	3	320,0			
ТП303.2	ТП303.Т2.04	Т2	О	ТМ-250/10/0.4	3				
ТП304.1	ТП304.Т1.04	Т1		ТМ-315/10/0.4	3	530,0			
ТП305.1	ТП305.Т1.04	Т1		ТМ-630/10/0.4	3	660,0			
ТПС1.1	ТПС1.Т1.04	Т1		ТМ-1600/10/0.4					
ТПС1.2	ТПС1.Т2.04	Т2		ТМ-1600/10/0.4					
ТПС14.1	ТПС14.Т1.04	Т1		ТМ-630/10/0.4					
ТПС14.2	ТПС14.Т2.04	Т2		ТМ-630/10/0.4					
ТПС2.1	ТПС2.Т1.04	Т1		ТМ-630/10/0.4					
ТПС2.2	ТПС2.Т2.04	Т2		ТМ-630/10/0.4					
ТПС25.1	ТПС25.Т1.04	Т1		ТМ-630/10/0.4					
ТПС25.2	ТПС25.Т2.04	Т2		ТМ-630/10/0.4					
ТПС26.1	ТПС26.Т1.04	Т1		ТМ-1600/10/0.4					
ТПС26.2	ТПС26.Т2.04	Т2		ТМ-1600/10/0.4					
ТПС27.1	ТПС27.Т1.04	Т1		ТМ-630/10/0.4					
ТПС27.2	ТПС27.Т2.04	Т2		ТМ-630/10/0.4					
ТПС28.1	ТПС28.Т1.04	Т1		ТМ-630/10/0.4					
ТПС28.2	ТПС28.Т2.04	Т2		ТМ-630/10/0.4					
ТПС29.1	ТПС29.Т1.04	Т1		ТМ-630/10/0.4					
ТПС29.2	ТПС29.Т2.04	Т2		ТМ-630/10/0.4					
ТПС3.1	ТПС3.Т1.04	Т1		ТМ-630/10/0.4					
ТПС30.1	ТПС30.Т1.04	Т1		ТМ-1600/10/0.4					
ТПС30.2	ТПС30.Т2.04	Т2		ТМ-1600/10/0.4					
ТПС30.3	ТПС30.Т3.04	Т3		ТМ-1600/10/0.4					
ТПС31.1	ТПС31.Т1.04	Т1		ТМ-630/10/0.4					
ТПС31.2	ТПС31.Т2.04	Т2		ТМ-630/10/0.4					
ТПС32.1	ТПС32.Т1.04	Т1		ТМ-1600/10/0.4					
ТПС32.2	ТПС32.Т2.04	Т2		ТМ-1600/10/0.4					
ТПС33.1	ТПС33.Т1.04	Т1		ТМ-630/10/0.4					
ТПС33.2	ТПС33.Т2.04	Т2		ТМ-630/10/0.4					
ТПС4.1	ТПС4.Т1.04	Т1		ТМ-630/10/0.4					
ТПС4.2	ТПС4.Т2.04	Т2		ТМ-400/10/0.4					
ТПС5.1	ТПС5.Т1.04	Т1		ТМ-630/10/0.4					
ТПС5.2	ТПС5.Т2.04	Т2		ТМ-630/10/0.4					
РП627_Т1	РП627.1	Т1		ТМ-4000/10/6,3					
РП627_Т2	РП627.2	Т2		ТМ-4000/10/6,3					

По данным замеров часть трансформаторов отключена (признак "О" в колонке коммутаций "к"). На ТП60, ТП82, ТП234, ТП501, ТП564 трансформаторы работают параллельно. Следует отметить, что в указанных замерах есть множество недостающих данных (строки с пустыми нагрузками). Для таких ТП, РП будет принят одинаковый коэффициент загрузки трансформаторов (принят равным 20%). Этот коэффициент загрузки можно задавать произвольно, в том числе для отдельных ТП (при типе нагрузки "Т" = 0 в колонке "Рнаг" задается коэффициент загрузки тр-ра в процентах, например, 20, 30, 40 и др.). Коэффициенты загрузки можно рассчитывать по отдельным питающим фидерам как отношение  $S_3/S_T$ , где  $S_3$  – полная мощность замера,  $S_T$  – суммарная мощность трансформаторов, присоединенных к фидеру. Значение  $S_T$  для фидеров можно получить в комплексе РАОТП следующим образом:

1. В базе РЭС очистить все нагрузки в таблице трансформаторов ТП,РП (выделить колонки "Т", "Рнаг", "Qнаг" и нажать Ctrl + Del).

2. Сформировать схему с коэффициентом загрузки = 100%, тангенсом = 0, и выключенным флагом "Тр-ры 10(6)/0.4 кВ".

3. В задаче "Z-режим" открыть таблицу ветвей схемы, выделить колонки "R", "X", "G", "B", нажать Ctrl + Del (очистить эти колонки).

4. Рассчитать режим (меню "Режим" → "Расчет режима схемы"). Открыть таблицу загрузки линий (меню "Режим" → "Загрузка линий"). Отсортировать таблицу по колонке "Конец". Значения суммарных присоединенных мощностей трансформаторов для отдельных фидеров (St) будут приведены в колонке "Pн →"

Сформированы таблицы вводов и фидеров по замеру на 1 апреля 2009 г. В замерах приведены измерения за 24 часа, поэтому, для каждой подстанции выбран час с максимальной нагрузкой по вводам (как правило это либо 20:00 вечера либо 10:00 утра). В таблице вводов приведены напряжение и ток по каждому вводу. В таблице фидеров приведены значения токов по фидерам. Признаки балансировки установлены для всех ненулевых значений (колонка "Б").  
Таблицы вводов и фидеров показаны ниже.

Таблица вводов подстанций:

Подстанция	Ус.ш.	Т	Р ->
ВОСТОЧН.1.10	10,25	3	552,0
ВОСТОЧН.2.10	10,45	3	594,0
ЗАВОКЗ.1.10	10,28	3	384,0
ЗАВОКЗ.2.10	10,24	3	400,0
ЗАПАДН.1.10	10,32	3	102,4
ЗАПАДН.2.10	10,5	3	169,6
КОММУН.1.10	10,2		
КОММУН.2.10	10,2		
МАРЬИНО.1.10	10,6	3	300,0
МАРЬИНО.2.10	10,48	3	412,0
НАБЕРЕЖ.1.10	10,58	3	468,0
НАБЕРЕЖ.2.10	10,6	3	576,0
ПЕРОВО.1.10	10,2		
ПЕТРВЫС.1.10	10,44	3	12,0
ПЕТРВЫС.2.10	10,14	3	60,0
СЕВЕРН.1.10	10	3	368,0
СЕВЕРН.2.10	10,4	3	468,0

СИМФТЭЦ.1.10	10,2		
СИМФТЭЦ.2.10	10,2		
ФОТОН.1.10	10,15	3	78,0
ФОТОН.2.10	10,45	3	246,0
ФОТОН.3.10	10,28	3	222,0
ФОТОН.4.10	10,56	3	36,0
ЦЕНТРАЛ.1.10	10,8	3	300,0
ЦЕНТРАЛ.2.10	10,7	3	396,0
ЭЧЭ64.1.10	10,2		
ЭЧЭ64.2.10	10,2		
ЮГО-ЗАП.1.10	10	3	260,0
ЮГО-ЗАП.2.10	10	3	150,0
ЮЖНАЯ.1.10	10,2	3	356,0
ЮЖНАЯ.2.10	10,08	3	240,0
ЮЖНАЯ.3.10	10,2	3	0,0
ЮЖНАЯ.4.10	10,08	3	224,0

Таблица фидеров подстанций:

Подстанция	Фидер	Б	Т	Р ->
ВОСТОЧН.1.10	Вост ф 11	Б	3	122,4
ВОСТОЧН.1.10	Вост ф 13	Б	3	52,8
ВОСТОЧН.1.10	Вост ф 15	Б	3	64,0
ВОСТОЧН.1.10	Вост ф 17	Б	3	2,4
ВОСТОЧН.1.10	Вост ф 19	Б	3	62,4
ВОСТОЧН.1.10	Вост ф 3	Б	3	102,4
ВОСТОЧН.1.10	Вост ф 5	Б	3	48,0
ВОСТОЧН.1.10	Вост ф 9	Б	3	131,2
ВОСТОЧН.2.10	Вост ф 10	Б	3	72,0
ВОСТОЧН.2.10	Вост ф 12	Б	3	68,4
ВОСТОЧН.2.10	Вост ф 16	Б	3	48,0
ВОСТОЧН.2.10	Вост ф 18	Б	3	113,6
ВОСТОЧН.2.10	Вост ф 2	Б	3	7,2
ВОСТОЧН.2.10	Вост ф 20	Б	3	55,2
ВОСТОЧН.2.10	Вост ф 22	Б	3	9,6
ВОСТОЧН.2.10	Вост ф 28	Б	3	2,4
ВОСТОЧН.2.10	Вост ф 30	Б	3	73,6
ВОСТОЧН.2.10	Вост ф 32	Б	3	40,0
ВОСТОЧН.2.10	Вост ф 4	Б	3	1,6
ВОСТОЧН.2.10	Вост ф 6	Б	3	81,6
ВОСТОЧН.2.10	Вост ф 8	Б	3	12,8
ЗАВОКЗ.1.10	Завокз ф 1	Б	3	40,0
ЗАВОКЗ.1.10	Завокз ф 11	Б	3	24,0
ЗАВОКЗ.1.10	Завокз ф 13	Б	3	67,2
ЗАВОКЗ.1.10	Завокз ф 15	Б	3	3,2

ЗАВОКЗ.1.10	Завокз ф 3	Б	3	165,6
ЗАВОКЗ.1.10	Завокз ф 5	Б	3	76,8
ЗАВОКЗ.1.10	Завокз ф 7	Б	3	13,2
ЗАВОКЗ.2.10	Завокз ф 10	Б	3	19,2
ЗАВОКЗ.2.10	Завокз ф 12	Б	3	44,8
ЗАВОКЗ.2.10	Завокз ф 14	Б	3	81,6
ЗАВОКЗ.2.10	Завокз ф 2	Б	3	96,0
ЗАВОКЗ.2.10	Завокз ф 4	Б	3	4,8
ЗАВОКЗ.2.10	Завокз ф 6	Б	3	3,6
ЗАВОКЗ.2.10	Завокз ф 8	Б	3	136,8
ЗАПАДН.1.10	Зап ф 1	Б	3	0,8
ЗАПАДН.1.10	Зап ф 11	Б	3	6,4
ЗАПАДН.1.10	Зап ф 3	Б	3	62,4
ЗАПАДН.1.10	Зап ф 5	Б	3	2,4
ЗАПАДН.1.10	Зап ф 7	Б	3	36,0
ЗАПАДН.2.10	Зап ф 10	Б	3	28,8
ЗАПАДН.2.10	Зап ф 14	Б	3	48,0
ЗАПАДН.2.10	Зап ф 2	Б	3	0,0
ЗАПАДН.2.10	Зап ф 4	Б	3	0,0
ЗАПАДН.2.10	Зап ф 6	Б	3	11,2
ЗАПАДН.2.10	Зап ф 8	Б	3	78,0
КОММУН.1.10	Комм ф 3		3	
КОММУН.2.10	Комм ф 4		3	
МАРЬИНО.1.10	Мар ф 11	Б	3	19,2
МАРЬИНО.1.10	Мар ф 17	Б	3	36,8
МАРЬИНО.1.10	Мар ф 19	Б	3	25,2

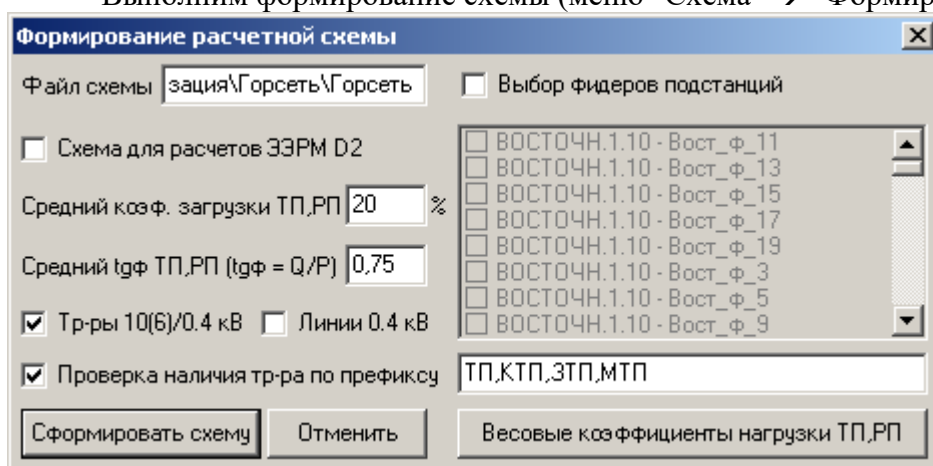
МАРЬИНО.1.10	Мар ф 3	Б	3	116,8
МАРЬИНО.1.10	Мар ф 7	Б	3	63,6
МАРЬИНО.1.10	Мар ф 9	Б	3	31,2
МАРЬИНО.2.10	Мар ф 12	Б	3	91,2
МАРЬИНО.2.10	Мар ф 14	Б	3	108,0
МАРЬИНО.2.10	Мар ф 22	Б	3	74,4
МАРЬИНО.2.10	Мар ф 24	Б	3	112,8
МАРЬИНО.2.10	Мар ф 6	Б	3	30,4
НАБЕРЕЖ.1.10	Набер ф 11	Б	3	52,8
НАБЕРЕЖ.1.10	Набер ф 13	Б	3	65,6
НАБЕРЕЖ.1.10	Набер ф 15	Б	3	2,4
НАБЕРЕЖ.1.10	Набер ф 17	Б	3	84,0
НАБЕРЕЖ.1.10	Набер ф 3	Б	3	36,0
НАБЕРЕЖ.1.10	Набер ф 5	Б	3	28,8
НАБЕРЕЖ.1.10	Набер ф 7	Б	3	94,8
НАБЕРЕЖ.1.10	Набер ф 9		3	
НАБЕРЕЖ.2.10	Набер ф 10	Б	3	56,4
НАБЕРЕЖ.2.10	Набер ф 12	Б	3	76,8
НАБЕРЕЖ.2.10	Набер ф 16	Б	3	50,4
НАБЕРЕЖ.2.10	Набер ф 18		3	
НАБЕРЕЖ.2.10	Набер ф 2	Б	3	124,8
НАБЕРЕЖ.2.10	Набер ф 20	Б	3	118,8
НАБЕРЕЖ.2.10	Набер ф 4	Б	3	80,4
НАБЕРЕЖ.2.10	Набер ф 6	Б	3	27,6
НАБЕРЕЖ.2.10	Набер ф 8	Б	3	54,0
ПЕРОВО.1.10	Пер ф 3		3	
ПЕРОВО.1.10	Пер ф 9		3	
ПЕТРВЫС.1.10	ПВ ф 1	Б	3	19,2
ПЕТРВЫС.1.10	ПВ ф 7	Б	3	0,0
ПЕТРВЫС.2.10	ПВ ф 2	Б	3	16,8
ПЕТРВЫС.2.10	ПВ ф 4	Б	3	49,2
ПЕТРВЫС.2.10	ПВ ф 6	Б	3	1,0
РП16.1	ТП287.1	Б	3	96,8
РП16.1	ТП308.1	Б	3	30,0
РП16.1	ТП448.1	Б	3	27,6
РП16.2	РП22.1	Б	3	39,6
РП16.2	ТП323.1	Б	3	20,4
РП16.2	ТП503.2	Б	3	6,0
РП16.2	ТП926.2	Б	3	45,6
РП16.2	ТП96.1	Б	3	8,4
РП85.1	РП32.2	Б	3	115,2
РП85.1	РП627 Т1	Б	3	18,0
РП85.1	РП631.2	Б	3	14,4
РП85.1	РП94.2	Б	3	54,4
РП85.1	ТП255.1	Б	3	0,0
РП85.1	ТП629.2	Б	3	9,6
РП85.1	ТП637.1	Б	3	0,0
РП85.1	ТП983.1	Б	3	67,2
РП85.1	ТП993.1	Б	3	64,8
РП85.2	РП32.1	Б	3	86,4
РП85.2	РП627 Т2	Б	3	19,2
РП85.2	РП631.2	Б	3	4,8
РП85.2	ТП450.1	Б	3	102,0
РП85.2	ТП951.1	Б	3	8,4
РП85.2	ТПС4.2	Б	3	1,2
СЕВЕРН.1.10	Сев ф 13	Б	3	3,2
СЕВЕРН.1.10	Сев ф 15	Б	3	69,6
СЕВЕРН.1.10	Сев ф 17	Б	3	92,8
СЕВЕРН.1.10	Сев ф 19	Б	3	13,6
СЕВЕРН.1.10	Сев ф 21	Б	3	81,0
СЕВЕРН.1.10	Сев ф 23	Б	3	0,0
СЕВЕРН.1.10	Сев ф 5	Б	3	98,4

СЕВЕРН.2.10	Сев ф 10	Б	3	104,0
СЕВЕРН.2.10	Сев ф 12		3	
СЕВЕРН.2.10	Сев ф 16	Б	3	32,0
СЕВЕРН.2.10	Сев ф 2	Б	3	1,6
СЕВЕРН.2.10	Сев ф 24	Б	3	4,8
СЕВЕРН.2.10	Сев ф 26	Б	3	4,8
СЕВЕРН.2.10	Сев ф 28	Б	3	12,0
СЕВЕРН.2.10	Сев ф 4	Б	3	98,4
СЕВЕРН.2.10	Сев ф 8	Б	3	64,0
СИМФТЭЦ.1.10	СимТэц ф 3		3	
СИМФТЭЦ.2.10	СимТэц ф 4		3	
ФОТОН.1.10	Фот ф 10	Б	3	22,8
ФОТОН.1.10	Фот ф 11	Б	3	0,0
ФОТОН.1.10	Фот ф 12	Б	3	0,0
ФОТОН.1.10	Фот ф 13	Б	3	4,8
ФОТОН.1.10	Фот ф 14	Б	3	8,4
ФОТОН.1.10	Фот ф 15	Б	3	6,4
ФОТОН.1.10	Фот ф 16	Б	3	19,2
ФОТОН.2.10	Фот ф 20	Б	3	116,4
ФОТОН.2.10	Фот ф 21	Б	3	118,4
ФОТОН.2.10	Фот ф 22	Б	3	3,2
ФОТОН.2.10	Фот ф 23	Б	3	6,4
ФОТОН.2.10	Фот ф 24	Б	3	0,0
ФОТОН.3.10	Фот ф 30	Б	3	46,8
ФОТОН.3.10	Фот ф 32	Б	3	3,2
ФОТОН.3.10	Фот ф 33	Б	3	91,2
ФОТОН.3.10	Фот ф 34	Б	3	80,0
ФОТОН.4.10	Фот ф 40	Б	3	0,0
ФОТОН.4.10	Фот ф 42	Б	3	17,6
ФОТОН.4.10	Фот ф 45	Б	3	0,0
ФОТОН.4.10	Фот ф 46	Б	3	12,8
ЦЕНТРАЛ.1.10	Центр ф 1	Б	3	4,8
ЦЕНТРАЛ.1.10	Центр ф 11	Б	3	49,2
ЦЕНТРАЛ.1.10	Центр ф 13	Б	3	14,4
ЦЕНТРАЛ.1.10	Центр ф 15	Б	3	24,0
ЦЕНТРАЛ.1.10	Центр ф 21	Б	3	21,6
ЦЕНТРАЛ.1.10	Центр ф 23	Б	3	3,2
ЦЕНТРАЛ.1.10	Центр ф 25	Б	3	6,4
ЦЕНТРАЛ.1.10	Центр ф 27	Б	3	7,2
ЦЕНТРАЛ.1.10	Центр ф 29	Б	3	52,8
ЦЕНТРАЛ.1.10	Центр ф 3	Б	3	69,6
ЦЕНТРАЛ.1.10	Центр ф 31	Б	3	2,4
ЦЕНТРАЛ.1.10	Центр ф 35	Б	3	12,8
ЦЕНТРАЛ.1.10	Центр ф 37	Б	3	12,8
ЦЕНТРАЛ.1.10	Центр ф 5	Б	3	35,2
ЦЕНТРАЛ.1.10	Центр ф 7	Б	3	51,2
ЦЕНТРАЛ.1.10	Центр ф 9	Б	3	13,2
ЦЕНТРАЛ.2.10	Центр ф 10	Б	3	7,2
ЦЕНТРАЛ.2.10	Центр ф 12	Б	3	62,4
ЦЕНТРАЛ.2.10	Центр ф 14	Б	3	56,4
ЦЕНТРАЛ.2.10	Центр ф 16	Б	3	103,2
ЦЕНТРАЛ.2.10	Центр ф 18	Б	3	103,2
ЦЕНТРАЛ.2.10	Центр ф 24	Б	3	31,2
ЦЕНТРАЛ.2.10	Центр ф 26	Б	3	4,8
ЦЕНТРАЛ.2.10	Центр ф 28	Б	3	67,2
ЦЕНТРАЛ.2.10	Центр ф 32	Б	3	0,0
ЦЕНТРАЛ.2.10	Центр ф 4	Б	3	86,4
ЦЕНТРАЛ.2.10	Центр ф 8	Б	3	62,4
ЭЧЭ64.1.10	ЭЧЭ ф 11		3	
ЭЧЭ64.1.10	ЭЧЭ ф 13		3	
ЭЧЭ64.1.10	ЭЧЭ ф 15		3	
ЭЧЭ64.1.10	ЭЧЭ ф 17		3	

ЭЧЭ64.2.10	ЭЧЭ ф 12		3	
ЭЧЭ64.2.10	ЭЧЭ ф 14		3	
ЭЧЭ64.2.10	ЭЧЭ ф 16		3	
ЭЧЭ64.2.10	ЭЧЭ ф 18		3	
ЮГО-ЗАП.1.10	Ю-Зап ф 1	Б	3	0,2
ЮГО-ЗАП.1.10	Ю-Зап ф 13	Б	3	0,0
ЮГО-ЗАП.1.10	Ю-Зап ф 15	Б	3	38,4
ЮГО-ЗАП.1.10	Ю-Зап ф 3	Б	3	22,8
ЮГО-ЗАП.1.10	Ю-Зап ф 5	Б	3	10,8
ЮГО-ЗАП.1.10	Ю-Зап ф 7	Б	3	115,2
ЮГО-ЗАП.1.10	Ю-Зап ф 9	Б	3	56,4
ЮГО-ЗАП.2.10	Ю-Зап ф 12	Б	3	0,0
ЮГО-ЗАП.2.10	Ю-Зап ф 14	Б	3	2,4
ЮГО-ЗАП.2.10	Ю-Зап ф 16	Б	3	2,4
ЮГО-ЗАП.2.10	Ю-Зап ф 2	Б	3	66,0
ЮГО-ЗАП.2.10	Ю-Зап ф 4	Б	3	44,4
ЮГО-ЗАП.2.10	Ю-Зап ф 6	Б	3	0,0

ЮЖНАЯ.1.10	Южн ф 1	Б	3	123,6
ЮЖНАЯ.1.10	Южн ф 11	Б	3	3,6
ЮЖНАЯ.1.10	Южн ф 13	Б	3	0,0
ЮЖНАЯ.1.10	Южн ф 17	Б	3	12,0
ЮЖНАЯ.1.10	Южн ф 3	Б	3	97,2
ЮЖНАЯ.1.10	Южн ф 5	Б	3	39,6
ЮЖНАЯ.2.10	Южн ф 22	Б	3	76,8
ЮЖНАЯ.2.10	Южн ф 24	Б	3	74,4
ЮЖНАЯ.2.10	Южн ф 28	Б	3	85,2
ЮЖНАЯ.3.10	Южн ф 19	Б	3	78,0
ЮЖНАЯ.3.10	Южн ф 21	Б	3	0,0
ЮЖНАЯ.3.10	Южн ф 23	Б	3	0,0
ЮЖНАЯ.4.10	Южн ф 42	Б	3	40,8
ЮЖНАЯ.4.10	Южн ф 44	Б	3	118,8
ЮЖНАЯ.4.10	Южн ф 46	Б	3	33,6
ЮЖНАЯ.4.10	Южн ф 48	Б	3	28,8

Выполним формирование схемы (меню "Схема" → "Формирование схемы"):



В нижней части окна выдается информация об ошибках набора в секции [Формирование схемы], наличии узлов без питания и замкнутых контуров в секции [Контроль конфигурации], и общая информация о количестве узлов, ветвей и балансирующих пунктах (БП) после строки "<<<<< Импорт данных завершен >>>>>". Для Симферопольского РЭС имеем результаты:

[Формирование схемы]

Не задан тр-тор в узле: ТП155.2  
 Не задан тр-тор в узле: ТП363.2  
 Не задан тр-тор в узле: ТП433.2  
 Не задан тр-тор в узле: ТП613.2  
 Не задан тр-тор в узле: ТП65.2

[Контроль конфигурации]

Схема "Горсеть" содержит узлы без питания (48)  
 Схема "Горсеть" содержит замкнутые контура (5)

<<<<< Импорт данных завершен >>>>>

Узлов = 3190  
 Ветвей = 3528  
 Узлов БП = 33

Не заданы трансформаторы на вторых секциях пяти ТП, что после проверки подтвердилось.

Анализ конфигурации выполняется в задаче "Z-режим" (меню "Контроль схемы" → "Узлы без питания"), и показывает, что 48 узлов без питания – это шины 0.4 кВ отключенных трансформаторов ТП, РП:



РП184.Т2.04	ТП309.Т2.04	ТП542.Т2.04	ТП602.Т2.04	ТП684.Т2.04
ТП101.Т2.04	ТП351.Т2.04	ТП572.Т2.04	ТП607.Т2.04	ТП690.Т1.04
ТП116.Т2.04	ТП354.Т1.04	ТП578.Т2.04	ТП611.Т2.04	ТП71.Т1.04
ТП121.Т2.04	ТП401.Т2.04	ТП579.Т1.04	ТП615.Т2.04	ТП710.Т2.04
ТП133.Т2.04	ТП450.Т2.04	ТП581.Т2.04	ТП636.Т2.04	ТП800.Т2.04
ТП197.Т1.04	ТП458.Т2.04	ТП583.Т2.04	ТП637.Т2.04	ТП850.Т2.04
ТП232.Т2.04	ТП496.Т2.04	ТП586.Т2.04	ТП650.Т1.04	ТП871.Т2.04
ТП284.Т2.04	ТП497.Т2.04	ТП589.Т1.04	ТП654.Т1.04	ТП943.Т2.04
ТП303.Т2.04	ТП500.Т2.04	ТП592.Т2.04	ТП660.Т1.04	
ТП306.Т3.04	ТП505.Т2.04	ТП597.Т1.04	ТП683.Т1.04	

Замкнутые контура (меню "Контроль схемы" → "Замкнутые контура") образуют параллельно работающие трансформаторы:

**Контур 1**

Вход 1: ТП82.Т1.04 - ТП82.1

Вход 2: ТП82.Т1.04 - ТП82.1

**Контур 2**

Вход 1: ТП234.Т1.04 - ТП234.1

Вход 2: ТП234.Т1.04 - ТП234.1

**Контур 3**

Вход 1: ТП501.2 - ТП117.2 - РП12.2 - РП12.1 - ЗАВОКЗ\_ф\_14 - ЗАВОКЗ.2.10

Вход 2: ТП501.2 - ТП501.Т1.04 - ТП501.1 - РП22.1 - РП16.2 - ЗАВОКЗ\_ф\_8 - ЗАВОКЗ.2.10

**Контур 4**

Вход 1: ТП60.Т1.04 - ТП60.2

Вход 2: ТП60.Т1.04 - ТП60.1 - ТП60.2

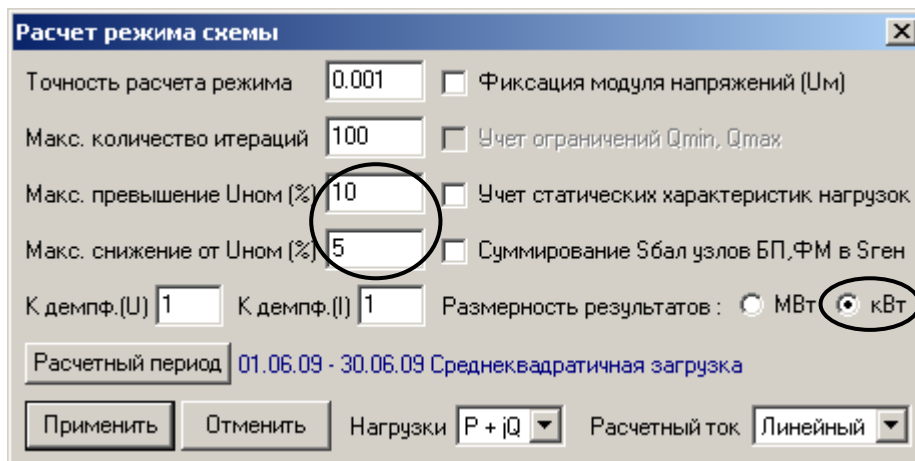
**Контур 5**

Вход 1: ТП564.Т1.04 - ТП564.2

Вход 2: ТП564.Т1.04 - ТП564.1 - ТП564.2

Здесь может вызвать вопрос контур ТП501, который имеет разрыв на высокой стороне, и соответственно образуется достаточно длинный контур, связывающий два фидера подстанции Завокзальная.

Контроль уровней напряжений, токов линий, загрузки трансформаторов выполняется меню "Режим" → "Расчет режима схемы":



В окне расчета режима следует обратить внимание на установку границ по напряжению (поля "Макс. превышение Uном" и "Макс. снижение Uном") и размерность результатов. После расчета режима имеем **общие характеристики**:

Схема : Горсеть  
Узлов=3190 Ветвей=3528 Контуров=5 БП=33 ФМ=0

[Анализ расчетной конфигурации]  
Схема "Горсеть" содержит узлы без питания (48)

Точность расчета : 0,001  
Невязка по напряжению : 0,000195, узел: 914 ТП825.1  
Невязка по конт.токам : 0,000003  
Количество итераций : 6, время расчета: 0:00:00

**[Превышены допустимые токи линий]**

Анализ токов выполняется в таблице выбором меню "Режим" - "Загрузка линий" или кнопкой "Iл"

**[Превышены допустимые перетоки мощности в трансформаторах]**

Анализ перетоков выполняется в таблице выбором меню "Режим" - "Загрузка тр-ров" или кнопкой "Ст"

**[В схеме занижены напряжения узлов]**

Анализ напряжений выполняется в таблице выбором меню "Режим" - "Напряжения узлов" или кнопкой "U"

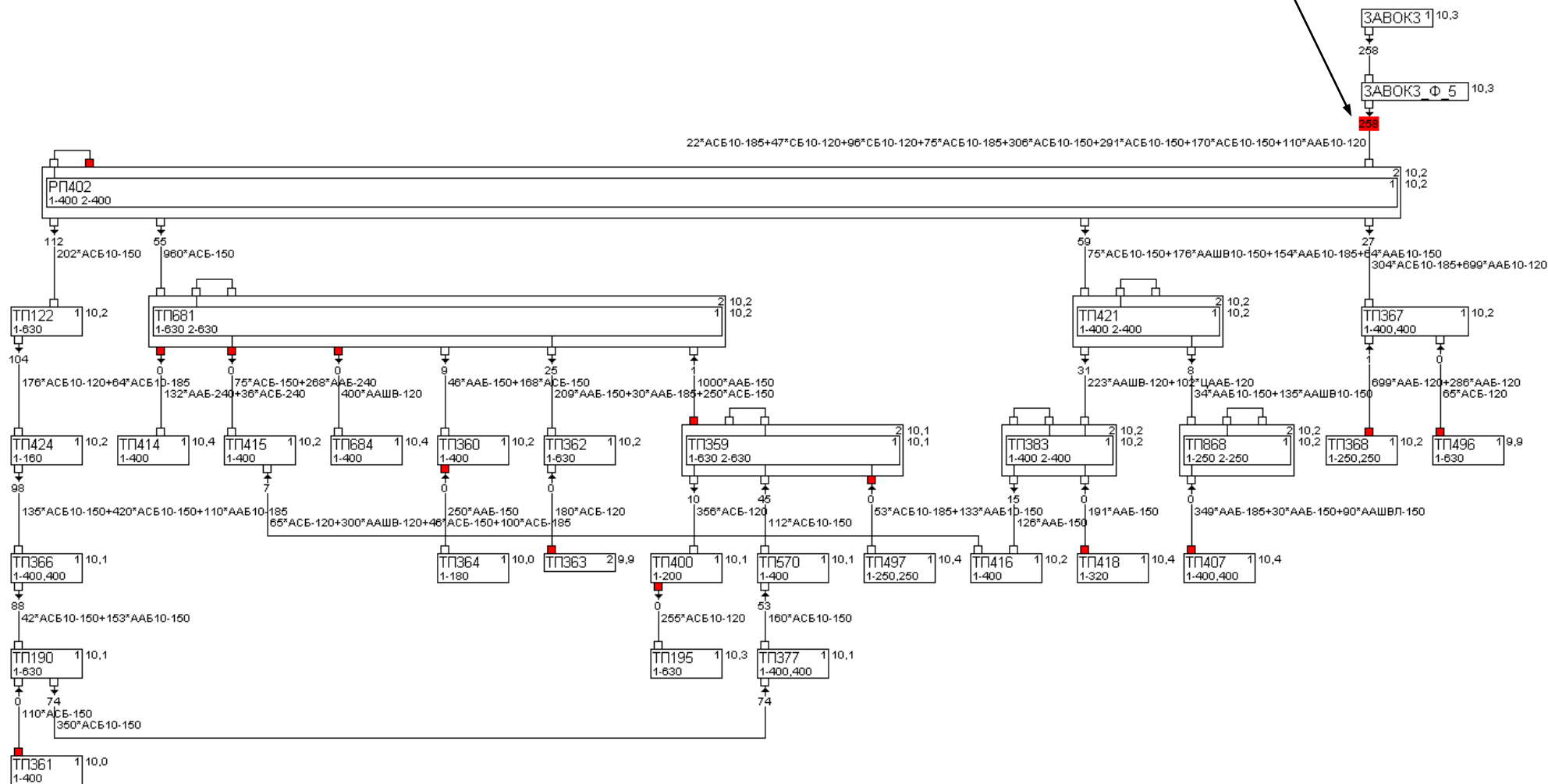
Потребление	:	160643.678 кВт	120482.758 кВАр
Генерация	:	0.000 кВт	0.000 кВАр
Балансная мощность	:	-165529.346 кВт	-131065.714 кВАр
<b>Потери в схеме</b>	:	<b>4885.673 кВт</b>	<b>10582.961 кВАр</b>
Нагрузочные потери	:	3290.054 кВт	5839.307 кВАр
от актив.перетоков:	:	2019.100 кВт	
от реакт.перетоков:	:	1270.954 кВт	
Потери холост.хода	:	1595.620 кВт	4743.654 кВАр
шунтирующие реакт.:	:	0.000 кВт	0.000 кВАр
конденсатор. уст.:	:	0.000 кВт	0.000 кВАр
Небаланс в схеме	:	-0.006 кВт	-0.005 кВАр

Режим сошелся за 6 итераций (невязка по напряжению 0.000195 меньше заданной точности расчетов 0.001). Точность 0.001 можно трактовать как точность суммарных потерь до 0.001 МВт или до 1 кВт. Узел с наибольшей невязкой по напряжению – ТП825.1.

В схеме есть перегруженные линии (превышены допустимые токи), перегруженные трансформаторы и узлы с заниженными уровнями напряжений (в данном случае меньше 5% от номинального напряжения). Эти сообщения выделены жирным шрифтом. Потребление по всем улам схемы Симферопольского РЭС составило **160644** кВт, генерация отсутствует. От балансирующих узлов принято **165529** кВт (балансная мощность). Суммарные потери составили **4886** кВт, в том числе нагрузочные потери = 3290 кВт, потери холостого хода = 1596 кВт. Потери от передачи активной мощности составили 2019 кВт, от передачи реактивной мощности – 1271 кВт. Суммарный небаланс, равный сумме потребления, генерации, балансной мощности и потерь равен –0.006 кВт (т.е. потери посчитаны с точностью даже больше чем 0.001).

Анализ напряжений, загрузки линий трансформаторов нужно выполнять по результирующим таблицам.

В таблице загрузки линий (меню "Режим" → "Загрузка линий") имеются перегруз одной линии: ЗАВОКЗ\_Ф5 – РП402.2 (107.8%). Дерево питания от этой линии показано ниже:



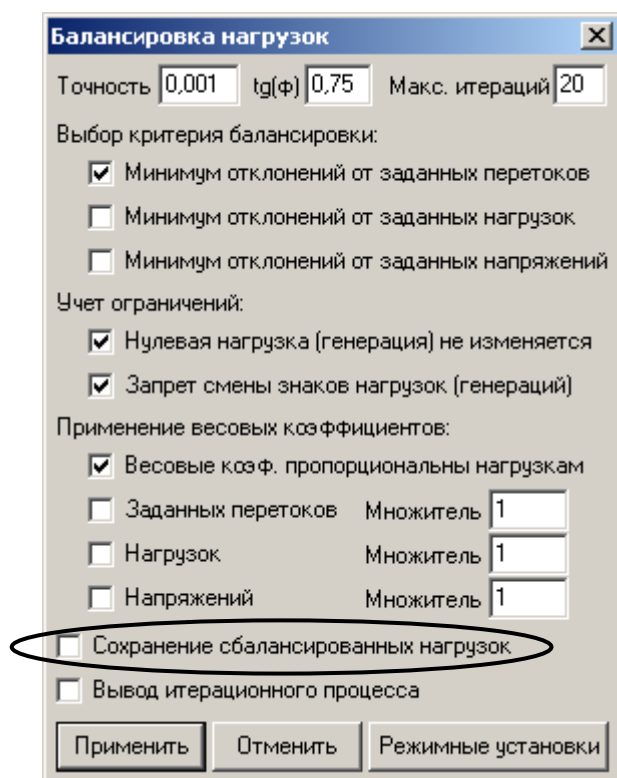
Необходимо проанализировать сечение линии и нагрузки присоединенных ТП.

Фрагмент таблицы загрузки трансформаторов (меню "Режим" → "Загрузка трансформаторов") показана ниже. Список трансформаторов, работающих с перегрузкой, выделены жирным шрифтом:

№	Начало	Конец	Нтр	Марка тр-ра	Sфакт	Сном	S%
1	ТП569.1	ТП569.Т1.04	T1	ТМ-180/10/0.4	251,2	180	139,6
2	ТП278.1	ТП278.Т1.04	T1	ТМ-200/10/0.4	260,7	200	130,4
3	ТП501.1	ТП501.Т1.04	T1	ТМ-400/10/0.4	491,4	400	122,9
4	ТП304.1	ТП304.Т1.04	T1	ТМ-315/10/0.4	386,4	315	122,7
5	ТП597.2	ТП597.Т2.04	T2	ТМ-400/10/0.4	470,4	400	117,6
6	ТП70.1	ТП70.Т1.04	T1	ТМ-630/10/0.4	735,5	630	116,7
7	ТП229.1	ТП229.Т1.04	T1	ТМ-250/10/0.4	288,7	250	115,5
8	ТП501.2	ТП501.Т1.04	T2	ТМ-400/10/0.4	453,8	400	113,5
9	ТП767.2	ТП767.Т2.04	T2	ТМ-250/10/0.4	277,5	250	111,0
10	ТП477.2	ТП477.Т2.04	T2	ТМ-400/10/0.4	425,3	400	106,3
11	ТП789.1	ТП789.Т1.04	T1	ТМ-630/10/0.4	661,9	630	105,1
12	ТП871.1	ТП871.Т1.04	T1	ТМ-250/10/0.4	259,8	250	103,9
13	ТП266.1	ТП266.Т1.04	T1	ТМ-250/10/0.4	255,4	250	102,2
14	ТП825.1	ТП825.Т1.04	T1	ТМ-250/10/0.4	255,2	250	102,1
15	ТП293.1	ТП293.Т1.04	T1	ТМ-400/10/0.4	407,0	400	101,7
16	ТП731.1	ТП731.Т1.04	T1	ТМ-400/10/0.4	399,5	400	99,9
17	ТП307.1	ТП307.Т1.04	T1	ТМ-250/10/0.4	246,2	250	98,5
18	РП64.1	РП64.Т1.04	T1	ТМ-400/10/0.4	393,8	400	98,4
19	ТП166.1	ТП166.Т2.04	T2	ТМ-400/10/0.4	388,6	400	97,1
20	ТП9.1	ТП9.Т1.04	T1	ТМ-400/10/0.4	386,2	400	96,5

Необходимо проверить замер нагрузки по этим трансформаторам или их номинальные мощности.

Выполним балансировку по заданным перетокам на фидерах (меню "Режим" → "Балансировка схемы"). На первых порах флаг "Сохранение сбалансированных нагрузок" отключим.



Балансировка выдает сообщение "Небаланс нагрузок". В нижней части окна имеем результаты балансировки. Выполним анализ начальных и заданных перетоков, отметим наиболее недостоверные или несовпадающие перетоки жирным шрифтом:

		Нач. переток		Зад. переток		Рез. переток	
<b>ВОСТОЧН.1.10</b>	<b>- ВОСТ_ф_11</b>	<b>24,5</b>	<b>-&gt;</b>	<b>122,4</b>	<b>-&gt;</b>	<b>122,4</b>	<b>А</b>
ВОСТОЧН.1.10	- ВОСТ_ф_13	80,7	->	52,8	->	52,8	А
ВОСТОЧН.1.10	- ВОСТ_ф_15	136,8	->	64,0	->	64,0	А
<b>ВОСТОЧН.1.10</b>	<b>- ВОСТ_ф_17</b>	<b>5,2</b>	<b>-&gt;</b>	<b>2,4</b>	<b>-&gt;</b>	<b>5,2</b>	<b>А - небаланс</b>
ВОСТОЧН.1.10	- ВОСТ_ф_19	167,1	->	62,4	->	62,4	А
ВОСТОЧН.1.10	- ВОСТ_ф_3	152,6	->	102,4	->	102,4	А
ВОСТОЧН.1.10	- ВОСТ_ф_5	91,1	->	48,0	->	48,0	А
ВОСТОЧН.1.10	- ВОСТ_ф_9	113,1	->	131,2	->	131,2	А
ВОСТОЧН.2.10	- ВОСТ_ф_10	99,9	->	72,0	->	72,0	А
ВОСТОЧН.2.10	- ВОСТ_ф_12	100,3	->	68,4	->	68,4	А
ВОСТОЧН.2.10	- ВОСТ_ф_16	72,7	->	48,0	->	48,0	А
ВОСТОЧН.2.10	- ВОСТ_ф_18	132,6	->	113,6	->	113,6	А
<b>ВОСТОЧН.2.10</b>	<b>- ВОСТ_ф_2</b>	<b>5,8</b>	<b>-&gt;</b>	<b>7,2</b>	<b>-&gt;</b>	<b>5,8</b>	<b>А - небаланс</b>
ВОСТОЧН.2.10	- ВОСТ_ф_20	72,1	->	55,2	->	55,2	А
ВОСТОЧН.2.10	- ВОСТ_ф_22	51,7	->	9,6	->	9,6	А
ВОСТОЧН.2.10	- ВОСТ_ф_28	7,0	->	2,4	->	2,4	А
ВОСТОЧН.2.10	- ВОСТ_ф_30	118,6	->	73,6	->	73,6	А
ВОСТОЧН.2.10	- ВОСТ_ф_32	112,7	->	40,0	->	40,0	А
<b>ВОСТОЧН.2.10</b>	<b>- ВОСТ_ф_4</b>	<b>148,1</b>	<b>-&gt;</b>	<b>1,6</b>	<b>-&gt;</b>	<b>5,0</b>	<b>А - небаланс</b>
<b>ВОСТОЧН.2.10</b>	<b>- ВОСТ_ф_6</b>	<b>26,3</b>	<b>-&gt;</b>	<b>81,6</b>	<b>-&gt;</b>	<b>81,6</b>	<b>А</b>
ВОСТОЧН.2.10	- ВОСТ_ф_8	13,7	->	12,8	->	12,8	А
ЗАВОКЗ.1.10	- ЗАВОКЗ_ф_1	26,0	->	40,0	->	40,0	А
ЗАВОКЗ.1.10	- ЗАВОКЗ_ф_11	105,9	->	24,0	->	24,0	А
ЗАВОКЗ.1.10	- ЗАВОКЗ_ф_13	54,9	->	67,2	->	67,2	А
ЗАВОКЗ.1.10	- ЗАВОКЗ_ф_15	15,8	->	3,2	->	3,2	А
<b>ЗАВОКЗ.1.10</b>	<b>- ЗАВОКЗ_ф_3</b>	<b>326,7</b>	<b>-&gt;</b>	<b>165,6</b>	<b>-&gt;</b>	<b>162,7</b>	<b>А - небаланс</b>
ЗАВОКЗ.1.10	- ЗАВОКЗ_ф_5	258,4	->	76,8	->	76,8	А
ЗАВОКЗ.1.10	- ЗАВОКЗ_ф_7	37,3	->	13,2	->	13,2	А
ЗАВОКЗ.2.10	- ЗАВОКЗ_ф_10	14,8	->	19,2	->	19,2	А
ЗАВОКЗ.2.10	- ЗАВОКЗ_ф_12	123,7	->	44,8	->	44,8	А
ЗАВОКЗ.2.10	- ЗАВОКЗ_ф_14	208,6	->	81,6	->	81,6	А
<b>ЗАВОКЗ.2.10</b>	<b>- ЗАВОКЗ_ф_2</b>	<b>15,4</b>	<b>-&gt;</b>	<b>96,0</b>	<b>-&gt;</b>	<b>96,0</b>	<b>А</b>
ЗАВОКЗ.2.10	- ЗАВОКЗ_ф_4	7,3	->	4,8	->	4,8	А
<b>ЗАВОКЗ.2.10</b>	<b>- ЗАВОКЗ_ф_6</b>	<b>1,8</b>	<b>-&gt;</b>	<b>3,6</b>	<b>-&gt;</b>	<b>1,8</b>	<b>А - небаланс</b>
<b>ЗАВОКЗ.2.10</b>	<b>- ЗАВОКЗ_ф_8</b>	<b>159,0</b>	<b>-&gt;</b>	<b>136,8</b>	<b>-&gt;</b>	<b>133,7</b>	<b>А - небаланс</b>
ЗАПАДН.1.10	- ЗАП_ф_1	0,7	->	0,8	->	0,7	А
<b>ЗАПАДН.1.10</b>	<b>- ЗАП_ф_11</b>	<b>21,4</b>	<b>-&gt;</b>	<b>6,4</b>	<b>-&gt;</b>	<b>6,8</b>	<b>А - небаланс</b>
ЗАПАДН.1.10	- ЗАП_ф_3	74,6	->	62,4	->	62,4	А
ЗАПАДН.1.10	- ЗАП_ф_5	14,1	->	2,4	->	2,4	А
ЗАПАДН.1.10	- ЗАП_ф_7	30,3	->	36,0	->	36,0	А
ЗАПАДН.2.10	- ЗАП_ф_10	20,9	->	28,8	->	28,8	А
ЗАПАДН.2.10	- ЗАП_ф_14	68,0	->	48,0	->	48,0	А
<b>ЗАПАДН.2.10</b>	<b>- ЗАП_ф_2</b>	<b>0,2</b>	<b>-&gt;</b>	<b>0,0</b>	<b>-&gt;</b>	<b>0,2</b>	<b>А</b>
<b>ЗАПАДН.2.10</b>	<b>- ЗАП_ф_4</b>	<b>11,8</b>	<b>-&gt;</b>	<b>0,0</b>	<b>-&gt;</b>	<b>2,7</b>	<b>А - небаланс</b>
ЗАПАДН.2.10	- ЗАП_ф_6	16,6	->	11,2	->	11,2	А
ЗАПАДН.2.10	- ЗАП_ф_8	78,7	->	78,0	->	78,0	А
МАРЬИНО.1.10	- МАР_ф_11	53,9	->	19,2	->	19,2	А
МАРЬИНО.1.10	- МАР_ф_17	141,5	->	36,8	->	36,8	А
МАРЬИНО.1.10	- МАР_ф_19	65,0	->	25,2	->	25,2	А
МАРЬИНО.1.10	- МАР_ф_3	140,8	->	116,8	->	116,8	А
МАРЬИНО.1.10	- МАР_ф_7	110,2	->	63,6	->	63,6	А
МАРЬИНО.1.10	- МАР_ф_9	37,3	->	31,2	->	31,2	А
МАРЬИНО.2.10	- МАР_ф_12	98,6	->	91,2	->	91,2	А
<b>МАРЬИНО.2.10</b>	<b>- МАР_ф_14</b>	<b>65,9</b>	<b>-&gt;</b>	<b>108,0</b>	<b>-&gt;</b>	<b>108,0</b>	<b>А</b>
<b>МАРЬИНО.2.10</b>	<b>- МАР_ф_22</b>	<b>6,3</b>	<b>-&gt;</b>	<b>74,4</b>	<b>-&gt;</b>	<b>74,4</b>	<b>А</b>
МАРЬИНО.2.10	- МАР_ф_24	149,2	->	112,8	->	112,8	А
<b>МАРЬИНО.2.10</b>	<b>- МАР_ф_6</b>	<b>5,4</b>	<b>-&gt;</b>	<b>30,4</b>	<b>-&gt;</b>	<b>30,4</b>	<b>А</b>
НАБЕРЕЖ.1.10	- НАБЕР_ф_11	141,2	->	52,8	->	52,8	А
НАБЕРЕЖ.1.10	- НАБЕР_ф_13	116,4	->	65,6	->	65,6	А
<b>НАБЕРЕЖ.1.10</b>	<b>- НАБЕР_ф_15</b>	<b>1,1</b>	<b>-&gt;</b>	<b>2,4</b>	<b>-&gt;</b>	<b>1,1</b>	<b>А - небаланс</b>
НАБЕРЕЖ.1.10	- НАБЕР_ф_17	122,2	->	84,0	->	84,0	А
НАБЕРЕЖ.1.10	- НАБЕР_ф_3	99,4	->	36,0	->	36,0	А
НАБЕРЕЖ.1.10	- НАБЕР_ф_5	53,8	->	28,8	->	28,8	А
НАБЕРЕЖ.1.10	- НАБЕР_ф_7	181,5	->	94,8	->	94,8	А
НАБЕРЕЖ.2.10	- НАБЕР_ф_10	101,0	->	56,4	->	56,4	А
НАБЕРЕЖ.2.10	- НАБЕР_ф_12	129,4	->	76,8	->	76,8	А
НАБЕРЕЖ.2.10	- НАБЕР_ф_16	153,4	->	50,4	->	50,4	А
<b>НАБЕРЕЖ.2.10</b>	<b>- НАБЕР_ф_2</b>	<b>1,8</b>	<b>-&gt;</b>	<b>124,8</b>	<b>-&gt;</b>	<b>1,8</b>	<b>А - небаланс</b>
НАБЕРЕЖ.2.10	- НАБЕР_ф_20	85,6	->	118,8	->	118,8	А
НАБЕРЕЖ.2.10	- НАБЕР_ф_4	129,5	->	80,4	->	80,4	А
НАБЕРЕЖ.2.10	- НАБЕР_ф_6	30,5	->	27,6	->	27,6	А
НАБЕРЕЖ.2.10	- НАБЕР_ф_8	146,5	->	54,0	->	54,0	А
ПЕТРВЫС.1.10	- ПВ_ф_1	84,8	->	19,2	->	19,2	А
<b>ПЕТРВЫС.1.10</b>	<b>- ПВ_ф_7</b>	<b>4,4</b>	<b>-&gt;</b>	<b>0,0</b>	<b>-&gt;</b>	<b>0,1</b>	<b>А</b>
ПЕТРВЫС.2.10	- ПВ_ф_2	10,0	->	16,8	->	16,8	А
ПЕТРВЫС.2.10	- ПВ_ф_4	87,1	->	49,2	->	49,2	А
ПЕТРВЫС.2.10	- ПВ_ф_6	4,6	->	1,0	->	1,0	А
РП16.1 - ТП287.1		115,6	->	96,8	->	99,8	А - небаланс
РП16.1 - ТП308.1		58,6	->	30,0	->	32,9	А - небаланс
РП16.1 - ТП448.1		153,2	->	27,6	->	30,5	А - небаланс
РП16.2 - РП22.1		69,2	->	39,6	->	42,7	А - небаланс

РП16.2 - ТП323.1	45,5	->	20,4	->	23,5	А - небаланс
РП16.2 - ТП503.2	25,6	->	6,0	->	9,1	А - небаланс
<b>РП16.2 - ТП926.2</b>	<b>4,6</b>	<b>-&gt;</b>	<b>45,6</b>	<b>-&gt;</b>	<b>48,7</b>	<b>А - небаланс</b>
РП16.2 - ТП96.1	16,2	->	8,4	->	11,5	А - небаланс
РП85.1 - РП32.2	117,8	->	115,2	->	115,2	А
РП85.1 - РП627_Т1	47,7	->	18,0	->	18,0	А
РП85.1 - РП631.1	51,5	->	14,4	->	14,4	А
РП85.1 - РП94.2	24,2	->	54,4	->	54,4	А
<b>РП85.1 - ТП255.1</b>	<b>7,7</b>	<b>-&gt;</b>	<b>0,0</b>	<b>-&gt;</b>	<b>1,8</b>	<b>А - небаланс</b>
РП85.1 - ТП629.2	21,3	->	9,6	->	9,6	А
<b>РП85.1 - ТП637.2</b>	<b>-0,9</b>	<b>-&gt;</b>	<b>0,0</b>	<b>-&gt;</b>	<b>-0,9</b>	<b>А</b>
РП85.1 - ТП983.1	73,6	->	67,2	->	67,2	А
РП85.1 - ТП993.1	72,2	->	64,8	->	64,8	А
РП85.2 - РП32.1	84,5	->	86,4	->	86,4	А
РП85.2 - РП627_Т2	47,7	->	19,2	->	19,2	А
РП85.2 - РП631.2	12,2	->	4,8	->	4,8	А
РП85.2 - ТП450.1	62,1	->	102,0	->	102,0	А
РП85.2 - ТП951.1	31,9	->	8,4	->	8,4	А
<b>РП85.2 - ТПС4.2</b>	<b>12,7</b>	<b>-&gt;</b>	<b>1,2</b>	<b>-&gt;</b>	<b>1,5</b>	<b>А - небаланс</b>
<b>СЕВЕРН.1.10 - СЕВ_Ф_13</b>	<b>0,0</b>	<b>-&gt;</b>	<b>3,2</b>	<b>-&gt;</b>	<b>0,0</b>	<b>А - небаланс</b>
СЕВЕРН.1.10 - СЕВ_Ф_15	91,3	->	69,6	->	69,6	А
СЕВЕРН.1.10 - СЕВ_Ф_17	100,3	->	92,8	->	92,8	А
СЕВЕРН.1.10 - СЕВ_Ф_19	11,0	->	13,6	->	13,6	А
СЕВЕРН.1.10 - СЕВ_Ф_21	136,6	->	81,0	->	81,0	А
<b>СЕВЕРН.1.10 - СЕВ_Ф_23</b>	<b>11,1</b>	<b>-&gt;</b>	<b>0,0</b>	<b>-&gt;</b>	<b>0,2</b>	<b>А</b>
СЕВЕРН.1.10 - СЕВ_Ф_5	104,2	->	98,4	->	98,4	А
СЕВЕРН.2.10 - СЕВ_Ф_10	180,9	->	104,0	->	104,0	А
СЕВЕРН.2.10 - СЕВ_Ф_16	28,7	->	32,0	->	32,0	А
СЕВЕРН.2.10 - СЕВ_Ф_2	0,6	->	1,6	->	1,6	А
<b>СЕВЕРН.2.10 - СЕВ_Ф_24</b>	<b>1,2</b>	<b>-&gt;</b>	<b>4,8</b>	<b>-&gt;</b>	<b>1,2</b>	<b>А - небаланс</b>
СЕВЕРН.2.10 - СЕВ_Ф_26	10,7	->	4,8	->	4,8	А
СЕВЕРН.2.10 - СЕВ_Ф_28	10,5	->	12,0	->	12,0	А
СЕВЕРН.2.10 - СЕВ_Ф_4	95,9	->	98,4	->	98,4	А
СЕВЕРН.2.10 - СЕВ_Ф_8	71,0	->	64,0	->	64,0	А
ФОТОН.1.10 - ФОТ_Ф_10	65,7	->	22,8	->	22,8	А
<b>ФОТОН.1.10 - ФОТ_Ф_11</b>	<b>11,6</b>	<b>-&gt;</b>	<b>0,0</b>	<b>-&gt;</b>	<b>0,6</b>	<b>А</b>
<b>ФОТОН.1.10 - ФОТ_Ф_12</b>	<b>1,3</b>	<b>-&gt;</b>	<b>0,0</b>	<b>-&gt;</b>	<b>1,3</b>	<b>А - небаланс</b>
<b>ФОТОН.1.10 - ФОТ_Ф_13</b>	<b>1,6</b>	<b>-&gt;</b>	<b>4,8</b>	<b>-&gt;</b>	<b>1,6</b>	<b>А - небаланс</b>
<b>ФОТОН.1.10 - ФОТ_Ф_14</b>	<b>2,1</b>	<b>-&gt;</b>	<b>8,4</b>	<b>-&gt;</b>	<b>2,1</b>	<b>А - небаланс</b>
ФОТОН.1.10 - ФОТ_Ф_15	4,3	->	6,4	->	6,4	А
ФОТОН.1.10 - ФОТ_Ф_16	26,1	->	19,2	->	19,2	А
ФОТОН.2.10 - ФОТ_Ф_20	166,8	->	116,4	->	116,4	А
ФОТОН.2.10 - ФОТ_Ф_21	77,9	->	118,4	->	118,4	А
ФОТОН.2.10 - ФОТ_Ф_22	1,7	->	3,2	->	3,2	А
<b>ФОТОН.2.10 - ФОТ_Ф_23</b>	<b>1,6</b>	<b>-&gt;</b>	<b>6,4</b>	<b>-&gt;</b>	<b>1,6</b>	<b>А - небаланс</b>
<b>ФОТОН.2.10 - ФОТ_Ф_24</b>	<b>9,3</b>	<b>-&gt;</b>	<b>0,0</b>	<b>-&gt;</b>	<b>0,6</b>	<b>А</b>
<b>ФОТОН.3.10 - ФОТ_Ф_30</b>	<b>0,0</b>	<b>-&gt;</b>	<b>46,8</b>	<b>-&gt;</b>	<b>0,0</b>	<b>А - небаланс</b>
<b>ФОТОН.3.10 - ФОТ_Ф_32</b>	<b>1,5</b>	<b>-&gt;</b>	<b>3,2</b>	<b>-&gt;</b>	<b>1,5</b>	<b>А - небаланс</b>
ФОТОН.3.10 - ФОТ_Ф_33	145,2	->	91,2	->	91,2	А
ФОТОН.3.10 - ФОТ_Ф_34	113,2	->	80,0	->	80,0	А
<b>ФОТОН.4.10 - ФОТ_Ф_40</b>	<b>1,3</b>	<b>-&gt;</b>	<b>0,0</b>	<b>-&gt;</b>	<b>1,3</b>	<b>А - небаланс</b>
ФОТОН.4.10 - ФОТ_Ф_42	41,1	->	17,6	->	17,6	А
<b>ФОТОН.4.10 - ФОТ_Ф_45</b>	<b>1,6</b>	<b>-&gt;</b>	<b>0,0</b>	<b>-&gt;</b>	<b>1,6</b>	<b>А - небаланс</b>
ФОТОН.4.10 - ФОТ_Ф_46	22,7	->	12,8	->	12,8	А
<b>ЦЕНТРАЛ.1.10 - ЦЕНТР_Ф_1</b>	<b>1,5</b>	<b>-&gt;</b>	<b>4,8</b>	<b>-&gt;</b>	<b>1,5</b>	<b>А - небаланс</b>
ЦЕНТРАЛ.1.10 - ЦЕНТР_Ф_11	113,3	->	49,2	->	49,2	А
ЦЕНТРАЛ.1.10 - ЦЕНТР_Ф_13	43,4	->	14,4	->	14,4	А
<b>ЦЕНТРАЛ.1.10 - ЦЕНТР_Ф_15</b>	<b>0,2</b>	<b>-&gt;</b>	<b>24,0</b>	<b>-&gt;</b>	<b>0,2</b>	<b>А - небаланс</b>
<b>ЦЕНТРАЛ.1.10 - ЦЕНТР_Ф_21</b>	<b>0,8</b>	<b>-&gt;</b>	<b>21,6</b>	<b>-&gt;</b>	<b>0,8</b>	<b>А - небаланс</b>
ЦЕНТРАЛ.1.10 - ЦЕНТР_Ф_23	11,1	->	3,2	->	3,2	А
ЦЕНТРАЛ.1.10 - ЦЕНТР_Ф_25	6,3	->	6,4	->	6,4	А
ЦЕНТРАЛ.1.10 - ЦЕНТР_Ф_27	18,3	->	7,2	->	7,2	А
ЦЕНТРАЛ.1.10 - ЦЕНТР_Ф_29	217,3	->	52,8	->	52,8	А
ЦЕНТРАЛ.1.10 - ЦЕНТР_Ф_3	208,0	->	69,6	->	69,6	А
ЦЕНТРАЛ.1.10 - ЦЕНТР_Ф_31	7,3	->	2,4	->	2,4	А
ЦЕНТРАЛ.1.10 - ЦЕНТР_Ф_35	48,9	->	12,8	->	12,8	А
ЦЕНТРАЛ.1.10 - ЦЕНТР_Ф_37	3,5	->	12,8	->	12,8	А
ЦЕНТРАЛ.1.10 - ЦЕНТР_Ф_5	84,0	->	35,2	->	35,2	А
ЦЕНТРАЛ.1.10 - ЦЕНТР_Ф_7	93,0	->	51,2	->	51,2	А
<b>ЦЕНТРАЛ.1.10 - ЦЕНТР_Ф_9</b>	<b>1,3</b>	<b>-&gt;</b>	<b>13,2</b>	<b>-&gt;</b>	<b>1,3</b>	<b>А - небаланс</b>
ЦЕНТРАЛ.2.10 - ЦЕНТР_Ф_10	13,9	->	7,2	->	7,2	А
ЦЕНТРАЛ.2.10 - ЦЕНТР_Ф_12	191,6	->	62,4	->	62,4	А
ЦЕНТРАЛ.2.10 - ЦЕНТР_Ф_14	83,5	->	56,4	->	56,4	А
ЦЕНТРАЛ.2.10 - ЦЕНТР_Ф_16	210,1	->	103,2	->	103,2	А
<b>ЦЕНТРАЛ.2.10 - ЦЕНТР_Ф_18</b>	<b>48,8</b>	<b>-&gt;</b>	<b>103,2</b>	<b>-&gt;</b>	<b>103,2</b>	<b>А</b>
<b>ЦЕНТРАЛ.2.10 - ЦЕНТР_Ф_24</b>	<b>0,0</b>	<b>-&gt;</b>	<b>31,2</b>	<b>-&gt;</b>	<b>0,0</b>	<b>А - небаланс</b>
ЦЕНТРАЛ.2.10 - ЦЕНТР_Ф_26	12,8	->	4,8	->	4,8	А
ЦЕНТРАЛ.2.10 - ЦЕНТР_Ф_28	20,5	->	67,2	->	67,2	А
<b>ЦЕНТРАЛ.2.10 - ЦЕНТР_Ф_32</b>	<b>28,5</b>	<b>-&gt;</b>	<b>0,0</b>	<b>-&gt;</b>	<b>0,4</b>	<b>А</b>
<b>ЦЕНТРАЛ.2.10 - ЦЕНТР_Ф_4</b>	<b>16,6</b>	<b>-&gt;</b>	<b>86,4</b>	<b>-&gt;</b>	<b>86,4</b>	<b>А</b>
<b>ЦЕНТРАЛ.2.10 - ЦЕНТР_Ф_8</b>	<b>28,7</b>	<b>-&gt;</b>	<b>62,4</b>	<b>-&gt;</b>	<b>62,4</b>	<b>А</b>
<b>ЮГО-ЗАП.1.10 - Ю-ЗАП_Ф_1</b>	<b>41,6</b>	<b>-&gt;</b>	<b>0,2</b>	<b>-&gt;</b>	<b>0,5</b>	<b>А</b>

ЮГО-ЗАП.1.10 - Ю-ЗАП_ф_13	1,0	->	0,0	->	0,0	А
ЮГО-ЗАП.1.10 - Ю-ЗАП_ф_15	90,7	->	38,4	->	38,4	А
ЮГО-ЗАП.1.10 - Ю-ЗАП_ф_3	15,6	->	22,8	->	22,8	А
ЮГО-ЗАП.1.10 - Ю-ЗАП_ф_5	38,7	->	10,8	->	10,8	А
ЮГО-ЗАП.1.10 - Ю-ЗАП_ф_7	140,5	->	115,2	->	115,2	А
<b>ЮГО-ЗАП.1.10 - Ю-ЗАП_ф_9</b>	<b>0,3</b>	->	<b>56,4</b>	->	<b>0,3</b>	<b>А - небаланс</b>
ЮГО-ЗАП.2.10 - Ю-ЗАП_ф_12	10,6	->	0,0	->	0,5	А
ЮГО-ЗАП.2.10 - Ю-ЗАП_ф_14	15,2	->	2,4	->	2,4	А
<b>ЮГО-ЗАП.2.10 - Ю-ЗАП_ф_16</b>	<b>0,8</b>	->	<b>2,4</b>	->	<b>0,8</b>	<b>А - небаланс</b>
ЮГО-ЗАП.2.10 - Ю-ЗАП_ф_2	177,4	->	66,0	->	66,0	А
ЮГО-ЗАП.2.10 - Ю-ЗАП_ф_4	81,5	->	44,4	->	44,4	А
<b>ЮГО-ЗАП.2.10 - Ю-ЗАП_ф_6</b>	<b>0,2</b>	->	<b>0,0</b>	->	<b>0,2</b>	<b>А</b>
ЮЖНАЯ.1.10 - ЮЖН_ф_1	71,5	->	123,6	->	123,6	А
ЮЖНАЯ.1.10 - ЮЖН_ф_11	34,7	->	3,6	->	3,6	А
<b>ЮЖНАЯ.1.10 - ЮЖН_ф_13</b>	<b>94,4</b>	->	<b>0,0</b>	->	<b>5,7</b>	<b>А - небаланс</b>
ЮЖНАЯ.1.10 - ЮЖН_ф_17	57,2	->	12,0	->	12,0	А
ЮЖНАЯ.1.10 - ЮЖН_ф_3	208,2	->	97,2	->	97,2	А
ЮЖНАЯ.1.10 - ЮЖН_ф_5	15,2	->	39,6	->	39,6	А
ЮЖНАЯ.2.10 - ЮЖН_ф_22	104,9	->	76,8	->	76,8	А
ЮЖНАЯ.2.10 - ЮЖН_ф_24	80,4	->	74,4	->	74,4	А
<b>ЮЖНАЯ.2.10 - ЮЖН_ф_28</b>	<b>2,5</b>	->	<b>85,2</b>	->	<b>2,5</b>	<b>А - небаланс</b>
ЮЖНАЯ.3.10 - ЮЖН_ф_19	97,9	->	78,0	->	78,0	А
<b>ЮЖНАЯ.3.10 - ЮЖН_ф_21</b>	<b>135,6</b>	->	<b>0,0</b>	->	<b>4,6</b>	<b>А - небаланс</b>
<b>ЮЖНАЯ.3.10 - ЮЖН_ф_23</b>	<b>1,1</b>	->	<b>0,0</b>	->	<b>1,1</b>	<b>А - небаланс</b>
ЮЖНАЯ.4.10 - ЮЖН_ф_42	58,7	->	40,8	->	40,8	А
ЮЖНАЯ.4.10 - ЮЖН_ф_44	204,3	->	118,8	->	118,8	А
ЮЖНАЯ.4.10 - ЮЖН_ф_46	68,6	->	33,6	->	33,6	А
ЮЖНАЯ.4.10 - ЮЖН_ф_48	25,3	->	28,8	->	28,8	А

<<<< Расчет закончен >>>>

По анализу результатов балансировки из состава балансируемых исключены следующие группы замеров:

1. Близкие к нулю начальные и заданные перетоки, например:

ВОСТОЧН.1.10 - ВОСТ_ф_17	5,2	->	2,4	->	5,2	А - небаланс
ЗАВОКЗ.2.10 - ЗАВОКЗ_ф_6	1,8	->	3,6	->	1,8	А - небаланс
ЗАПАДН.2.10 - ЗАП_ф_2	0,2	->	0,0	->	0,2	А
НАБЕРЕЖ.1.10 - НАБЕР_ф_15	1,1	->	2,4	->	1,1	А - небаланс

2. Заданный переток гораздо больше начального, что приводит к дополнительным перегрузам трансформаторов, например:

ВОСТОЧН.1.10 - ВОСТ_ф_11	24,5	->	122,4	->	122,4	А
ВОСТОЧН.2.10 - ВОСТ_ф_6	26,3	->	81,6	->	81,6	А
ЗАВОКЗ.2.10 - ЗАВОКЗ_ф_2	15,4	->	96,0	->	96,0	А
НАБЕРЕЖ.2.10 - НАБЕР_ф_2	1,8	->	124,8	->	1,8	А - небаланс

3. Заданный переток практически равен нулю при ненулевом начальном перетоке, что приводит к обнулению нагрузок для этих фидеров:

ВОСТОЧН.2.10 - ВОСТ_ф_4	148,1	->	1,6	->	5,0	А - небаланс
ЗАПАДН.2.10 - ЗАП_ф_4	11,8	->	0,0	->	2,7	А - небаланс
СЕВЕРН.1.10 - СЕВ_ф_23	11,1	->	0,0	->	0,2	А
ЮГО-ЗАП.1.10 - Ю-ЗАП_ф_1	41,6	->	0,2	->	0,5	А
ЮЖНАЯ.3.10 - ЮЖН_ф_21	135,6	->	0,0	->	4,6	А - небаланс

Для указанных жирным шрифтом перетоков снимем признак балансировки в таблице перетоков (меню "Данные" → "Перетоки в линиях") в колонке "Б" установим признак "1" (запрет балансировки). Также этот признак можно убрать в таблице фидеров (задача "База РЭС", меню "Данные" → "Фидеры п/ст") чтобы каждый раз не редактировать таблицу перетоков в линиях при формировании схемы из задачи "База РЭС".

Повторную балансировку выполним с включенным флагом "Сохранение сбалансированных нагрузок". По оставшимся перетокам небалансов нет. В результате перегруз по линии отсутствует, а перегрузы по трансформаторам уменьшились до пяти:

№	Начало	Конец	Нтр	Марка тр-ра	Sфакт	Sном	S%
1	ТП512.1	ТП512.Т2.04	Т2	ТМ-315/10/0.4	403,9	315	128,2
2	ТП545.1	ТП545.Т1.04	Т1	ТМ-400/10/0.4	494,4	400	123,6
3	ТП450.1	ТП450.Т1.04	Т1	ТМ-180/10/0.4	198,8	180	110,5
4	ТП871.1	ТП871.Т1.04	Т1	ТМ-250/10/0.4	259,8	250	103,9
5	ТП679.2	ТП679.Т2.04	Т2	ТМ-400/10/0.4	409,1	400	102,3
6	ТП266.1	ТП266.Т1.04	Т1	ТМ-250/10/0.4	255,4	250	102,2

Суммарные потери уменьшились по сравнению с исходным режимом: **4886 → 3111** кВт. Для практических расчетов нужно проходить несколько итераций процесса балансировки до полного выяснения причин расхождения данных (начального и заданного перетоков). От корректности балансировки напрямую зависит корректность результатов оптимизации.

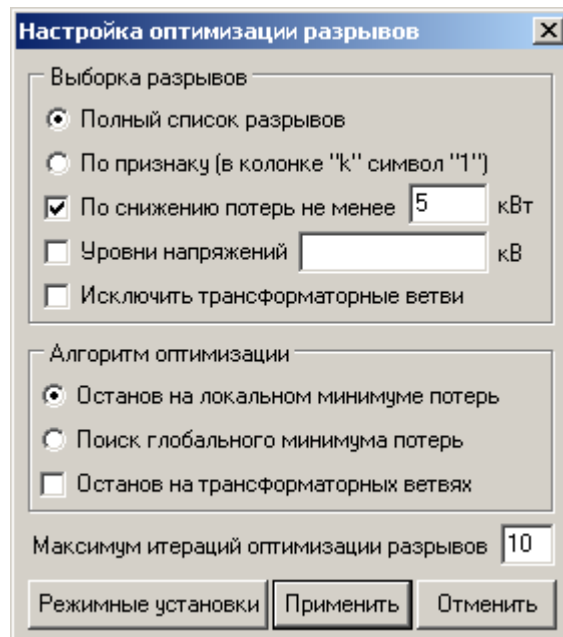
Для оптимизации разрывов выбираем меню "Оптимизация" → "Места разрывов". В окне оптимизации разрывов, нажимаем кнопку "Настройки" и устанавливаем флаги:

Минимальный эффект от оптимизации одного разрыва принят 5 кВт. Алгоритм оптимизации – "Останов на локальном минимуме", так как в нашей схеме локальные минимумы совпадают с глобальными, а быстроедействие этого алгоритм лучше чем "поиск глобального минимума потерь".

Запускаем оптимизацию в автоматическом режиме кнопкой "Старт". Оптимизация разрывов дала следующие результаты:

**Итерационный процесс:**

- 0.  $dP = 3111,0$  кВт
- 1.  $dP = 2957,0$  кВт
- 2.  $dP = 2955,0$  кВт
- 3.  $dP = 2955,0$  кВт
- Оптимизация = 156,0 кВт

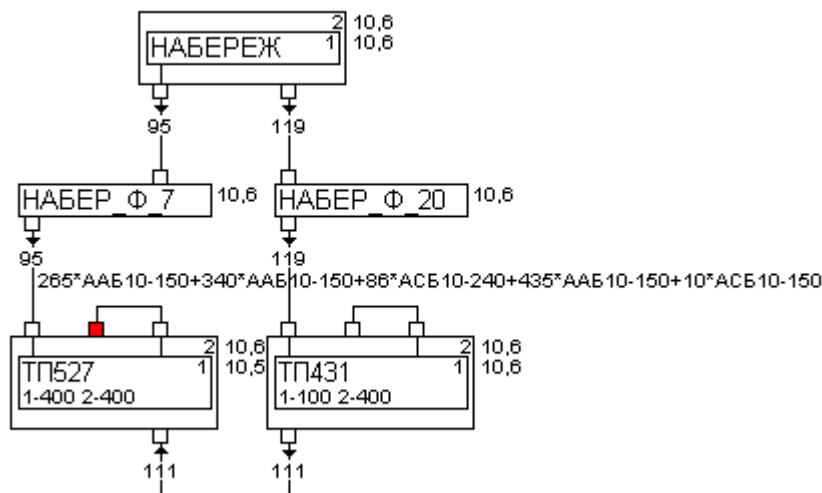


**Список оптимизированных разрывов:**

- |                         |     |                            |          |
|-------------------------|-----|----------------------------|----------|
| 1. ТП789.1 х - отп23_3  | ==> | ТП758.1 х - отп23_1        | 73,0 кВт |
| 2. ТП867.2 х - ТП867_1  | ==> | ТП495.1 х - ТП240_1        | 14,0 кВт |
| 3. ТП470.2 х - ТП471.1  | ==> | ТП494.1 х - ТП494.2        | 8,0 кВт  |
| 4. ТП567.2 х - ТП1005.1 | ==> | С3.1 х - С3.2              | 9,0 кВт  |
| 5. ТП80.1 х - ТП180.1   | ==> | ТП180.1 х - ТП60.1         | 8,0 кВт  |
| 6. ТПС30.1 х - ТП480.2  | ==> | ТП293.1 х - ТП325.1        | 9,0 кВт  |
| 7. ТП816.1 х - отп25_1  | ==> | ТП783.1 х - отп25_4        | 10,0 кВт |
| 8. ТП672.3 х - ТП545.1  | ==> | ТП545.1 х - ТП224.1        | 7,0 кВт  |
| 9. ТП266.1 х - ТП266.2  | ==> | ТП373.2 х - ТП461.1        | 6,0 кВт  |
| 10. ТП404.2 х - ТП404.1 | ==> | ТП272.1 х - ТП404.2        | 6,0 кВт  |
| 11. ТП527.2 х - ТП527.1 | ==> | НАБЕР_Ф_7 х - НАБЕРЕЖ.1.10 | 6,0 кВт  |

Суммарный эффект от оптимизации составил 156 кВт (5% от исходных потерь 3111 кВт).

Естественно, результаты оптимизации нужно детально анализировать, например, при анализе позиции 11 (ТП527.2 х - ТП527.1 ==> НАБЕР\_Ф\_7 х - НАБЕРЕЖ.1.10) оказывается, что не заданы параметры линии НАБЕР\_Ф\_20 – ТП431 (см.рис.).



Для разрывов, дающих наибольший эффект желательно выполнить расчеты с текущими измерениями нагрузки, а также перепроверить марки и длины линий.



## 8.2. РЭС-2

Данные таблиц линий 10(6) кВ и трансформаторов ТП,РП приняты на основе базы комплекса КВАРЭС. Замеры напряжений и токов по вводам питающих подстанций приняты по данным зимнего замера 2008 г. Для вводов без замеров принято номинальное напряжение + 5% (10.5 кВ, 6.3 кВ). Замеры токов являются необязательным параметром.

Таблица вводов подстанций:

№	Подстанция	Ус.ш.	Т	Р ->
1	ВОДОВОД.1.6	6,3		
2	ВОСТОЧН.2.10	10,5		
3	ГВАРД.1.10	10,2	3	75,0
4	ГВАРД.2.10	10,2	3	190,0
5	ДОБРОЕ.1.10	10,5		
6	ДОБРОЕ.2.10	10,5		
7	ДОНСКОЕ.1.10	10,7	3	60,0
8	ДОНСКОЕ.2.10	10,5	3	35,0
9	ЖАВОРОН.1.10	10,5		
10	ЖАВОРОН.2.10	10,5		
11	ЖУРАВЛЕВ.1.10	10,3	3	95,0
12	ЖУРАВЛЕВ.2.10	10,3	3	95,0
13	ЗАВЕТНОЕ С.1.10	10,5	3	135,0
14	ЗАЛЕСЬЕ.1.10	10,4	3	95,0
15	ЗАЛЕСЬЕ.2.10	10,4	3	145,0
16	КАШТАН.1.10	10,5	3	85,0
17	КАШТАН.2.10	10,5	3	98,0
18	КОЛЬЧУГ.1.10	10,6	3	48,0
19	КОЛЬЧУГ.2.10	10,5	3	70,0
20	КОММУН.1.10	10,6	3	50,0
21	КОММУН.2.10	10,6	3	65,0
22	КРАСНАЯ.1.10	10,5		
23	КРАСНАЯ.2.10	10,5	3	90,0
24	МАРЬИНО.1.10	10,5		
25	Н АНДРЕ.1.10	10,6	3	35,0
26	Н АНДРЕ.2.10	10,4	3	70,0
27	НИКОЛАЕВ.1.10	10,5	3	70,0

28	НИКОЛАЕВ.2.10	10,5	3	140,0
29	ОСТРЯКОВО.1.10	10,5		
30	ОСТРЯКОВО.2.10	10,5		
31	ПАРТИЗАН.1.6	6,3		
32	ПАРТИЗАН.2.6	6,3		
33	ПЕРЕВАЛ.1.10	10,5		
34	ПЕРЕВАЛ.2.10	10,5		
35	ПЕРОВО.1.10	10,7	3	100,0
36	ПЕРОВО.2.10	10,7	3	105,0
37	ПРИГОРОД.1.10	10,6	3	75,0
38	ПРИГОРОД.2.10	10,8	3	65,0
39	РОДНИК.1.10	10,5		
40	РОДНИК.2.10	10,5		
41	СЕВЕРН.1.10	10,5		
42	СИМФТЭЦ.1.10	10,5		
43	СИМФТЭЦ.2.10	10,5		
44	СКВОРЦОВ.1.10	10,5		
45	СКВОРЦОВ.2.10	10,5		
46	ТРУДОВАЯ.1.10	10,7	3	115,0
47	ТРУДОВАЯ.2.10	10,5	3	157,0
48	УКРОМНОЕ.1.10	10,7	3	180,0
49	УКРОМНОЕ.2.10	10,7	3	55,0
50	УРОЖАЙНОЕ.1.10	10,4	3	60,0
51	УРОЖАЙНОЕ.2.10	10,4	3	65,0
52	ЭЧЭ63.1.10	10,5		
53	ЮГО-ЗАП.1.10	10,5		
54	ЮГО-ЗАП.2.10	10,5		

Замеры по фидерам приняты по данным зимнего замера 2008 г. а недостающие данные приняты по замерам электроэнергии на 1 апреля 2009 г.

Таблица фидеров подстанций:

№	Подстанция	Фидер	Б	Т	Р ->	Нг(Р->)
1	ВОДОВОД.1.6	ВОДОВОДЛ-14	Б	3	15,0	
2	ВОДОВОД.1.6	ВОДОВОДЛ-7	Б	3	15,0	
3	ВОСТОЧН.2.10	РП-44.Л-1	Б	2	1600,0	
4	ВОСТОЧН.2.10	РП-44.Л-2	Б	2	900,0	
5	ГВАРД.1.10	ГВАРДЛ-3	Б	3	5,0	
6	ГВАРД.1.10	ГВАРДЛ-5	Б	3	18,0	
7	ГВАРД.1.10	ГВАРДЛ-7	Б	3	47,0	
8	ГВАРД.1.10	ГВАРДЛ-9	Б	3	5,0	
9	ГВАРД.2.10	ГВАРДЛ-2	Б	3	55,0	
10	ГВАРД.2.10	ГВАРДЛ-6	Б	3	65,0	
11	ГВАРД.2.10	ГВАРДЛ-8	Б	3	70,0	
12	Доброе.1.10	Доброе -1	Б	3	10,0	
13	Доброе.1.10	Доброе-2	Б	3	5,0	
14	Доброе.2.10	Доброе 3	Б	3	60,0	
15	Доброе.2.10	Доброе 4	Б	3	35,0	
16	ДОНСКОЕ.1.10	ДОНСКОЕЛ-1	Б	3	10,0	
17	ДОНСКОЕ.1.10	ДОНСКОЕЛ-3	Б	3	20,0	

18	ДОНСКОЕ.1.10	ДОНСКОЕЛ-5	Б	3	30,0	
19	ДОНСКОЕ.2.10	ДОНСКОЕЛ-2	Б	3	20,0	
20	ДОНСКОЕ.2.10	ДОНСКОЕЛ-4	Б	3	10,0	
21	ДОНСКОЕ.2.10	ДОНСКОЕЛ-6	Б	3	5,0	
22	ЖАВОРОН.1.10	ЖАВОРОНЛ-1	Б	5	512300,0	1
23	ЖАВОРОН.2.10	ЖАВОРОНЛ-2	Б	5	247580,0	1
24	ЖУРАВЛЕВ.1.10	ЖУРАВЛ-1	Б	3	30,0	
25	ЖУРАВЛЕВ.1.10	ЖУРАВЛ-3	Б	3	20,0	
26	ЖУРАВЛЕВ.1.10	ЖУРАВЛ-5	Б	3	45,0	
27	ЖУРАВЛЕВ.2.10	ЖУРАВЛ-10	Б	3	35,0	
28	ЖУРАВЛЕВ.2.10	ЖУРАВЛ-2	Б	3	10,0	
29	ЖУРАВЛЕВ.2.10	ЖУРАВЛ-4	Б	3	20,0	
30	ЖУРАВЛЕВ.2.10	ЖУРАВЛ-6	Б	3	15,0	
31	ЖУРАВЛЕВ.2.10	ЖУРАВЛ-8	Б	3	15,0	
32	ЗАВЕТНОЕ С.1.10	ЗАВЕТЛ-1	Б	3	30,0	
33	ЗАВЕТНОЕ С.1.10	ЗАВЕТЛ-2	Б	3	30,0	
34	ЗАВЕТНОЕ С.1.10	ЗАВЕТЛ-3	Б	3	20,0	
35	ЗАВЕТНОЕ С.1.10	ЗАВЕТЛ-4	Б	3	35,0	
36	ЗАВЕТНОЕ С.1.10	ЗАВЕТЛ-5	Б	3	20,0	
37	ЗАЛЕСЬЕ.1.10	ЗАЛЕСЬЕЛ-2	Б	3	30,0	
38	ЗАЛЕСЬЕ.1.10	ЗАЛЕСЬЕЛ-3	Б	3	10,0	
39	ЗАЛЕСЬЕ.1.10	ЗАЛЕСЬЕЛ-4	Б	3	20,0	
40	ЗАЛЕСЬЕ.1.10	ЗАЛЕСЬЕЛ-6	Б	3	35,0	
41	ЗАЛЕСЬЕ.2.10	ЗАЛЕСЬЕЛ-1	Б	3	10,0	
42	ЗАЛЕСЬЕ.2.10	ЗАЛЕСЬЕЛ-5	Б	3	15,0	
43	ЗАЛЕСЬЕ.2.10	ЗАЛЕСЬЕЛ-7	Б	3	65,0	
44	ЗАЛЕСЬЕ.2.10	ЗАЛЕСЬЕЛ-8	Б	3	55,0	
45	КАШТАН.1.10	КАШТАНЛ-1	Б	3	30,0	
46	КАШТАН.1.10	КАШТАНЛ-3	Б	3	35,0	
47	КАШТАН.1.10	КАШТАНЛ-5	Б	3	15,0	
48	КАШТАН.1.10	КАШТАНЛ-7	Б	3	5,0	
49	КАШТАН.2.10	КАШТАНЛ-2	Б	3	43,0	
50	КАШТАН.2.10	КАШТАНЛ-4	Б	3	40,0	
51	КАШТАН.2.10	КАШТАНЛ-6	Б	3	15,0	
52	КОЛЬЧУГ.1.10	КОЛЬЧЛ-1	Б	3	5,0	
53	КОЛЬЧУГ.1.10	КОЛЬЧЛ-5	Б	3	15,0	
54	КОЛЬЧУГ.1.10	КОЛЬЧЛ-7	Б	3	28,0	
55	КОЛЬЧУГ.2.10	КОЛЬЧЛ-2	Б	3	10,0	
56	КОЛЬЧУГ.2.10	КОЛЬЧЛ-4	Б	3	25,0	
57	КОЛЬЧУГ.2.10	КОЛЬЧЛ-6	Б	3	35,0	
58	КОММУН.1.10	КОМЛ-1	Б	3	25,0	
59	КОММУН.1.10	КОМЛ-5	Б	3	5,0	
60	КОММУН.1.10	КОМЛ-7	Б	3	5,0	
61	КОММУН.2.10	КОМЛ-2	Б	3	20,0	
62	КРАСНАЯ.1.10	КРАСНЛ-11	Б	3	70,0	
63	КРАСНАЯ.1.10	КРАСНЛ-3	Б	3	10,0	
64	КРАСНАЯ.2.10	КРАСНЛ-6		3	0,0	
65	КРАСНАЯ.2.10	КРАСНЛ-8	Б	3	10,0	
66	МАРЬИНО.1.10	МАРЬИНОЛ-6	Б	2	2200,0	
67	МАРЬИНО.1.10	РП-806.1				
68	Н АНДРЕ.1.10	Н АНЛ-1	Б	3	10,0	
69	Н АНДРЕ.1.10	Н АНЛ-3	Б	3	25,0	
70	Н АНДРЕ.2.10	Н АНЛ-4	Б	3	10,0	
71	Н АНДРЕ.2.10	Н АНЛ-5	Б	3	10,0	
72	Н АНДРЕ.2.10	Н АНЛ-6	Б	3	35,0	
73	Н АНДРЕ.2.10	Н АНЛ-7	Б	3	15,0	
74	НИКОЛАЕВ.1.10	НИКОЛЛ-1	Б	3	25,0	
75	НИКОЛАЕВ.1.10	НИКОЛЛ-3	Б	3	10,0	
76	НИКОЛАЕВ.1.10	НИКОЛЛ-5	Б	3	25,0	
77	НИКОЛАЕВ.1.10	НИКОЛЛ-7	Б	3	5,0	
78	НИКОЛАЕВ.1.10	НИКОЛЛ-9	Б	3	5,0	
79	НИКОЛАЕВ.2.10	НИКОЛЛ-10	Б	3	10,0	

80	НИКОЛАЕВ.2.10	НИКОЛЛ-2	Б	3	10,0	
81	НИКОЛАЕВ.2.10	НИКОЛЛ-4	Б	3	40,0	
82	НИКОЛАЕВ.2.10	НИКОЛЛ-6	Б	3	5,0	
83	НИКОЛАЕВ.2.10	НИКОЛЛ-8	Б	3	75,0	
84	ОСТРЯКОВО.1.10	ОСТРЛ-1	Б	5	65400,0	1
85	ОСТРЯКОВО.1.10	ОСТРЛ-3	Б	5	285450,0	1
86	ОСТРЯКОВО.1.10	ОСТРЛ-7	Б	5	48400,0	1
87	ОСТРЯКОВО.1.10	ОСТРЛ-9	Б	5	843600,0	1
88	ОСТРЯКОВО.2.10	ОСТРЛ-10		5	0,0	1
89	ОСТРЯКОВО.2.10	ОСТРЛ-4	Б	5	60000,0	1
90	ПАРТИЗАН.1.6	ПАРТИЗАНЛ-3	Б	5	610524,0	1
91	ПАРТИЗАН.2.6	ПАРТИЗАНЛ-4	Б	5	476748,0	1
92	ПЕРЕВАЛ.1.10	ПЕРЕВАЛЛ-11	Б	5	138750,0	1
93	ПЕРЕВАЛ.1.10	ПЕРЕВАЛЛ-5	Б	5	415600,0	1
94	ПЕРЕВАЛ.1.10	ПЕРЕВАЛЛ-7	Б	5	791600,0	1
95	ПЕРЕВАЛ.1.10	ПЕРЕВАЛЛ-9	Б	5	15000,0	1
96	ПЕРЕВАЛ.2.10	ПЕРЕВАЛЛ-10	Б	5	2400,0	1
97	ПЕРЕВАЛ.2.10	ПЕРЕВАЛЛ-12	Б	5	208000,0	1
98	ПЕРЕВАЛ.2.10	ПЕРЕВАЛЛ-2	Б	5	326800,0	1
99	ПЕРЕВАЛ.2.10	ПЕРЕВАЛЛ-3	Б	5	213600,0	1
100	ПЕРЕВАЛ.2.10	ПЕРЕВАЛЛ-4	Б	5	510000,0	1
101	ПЕРЕВАЛ.2.10	ПЕРЕВАЛЛ-6	Б	5	244400,0	1
102	ПЕРЕВАЛ.2.10	ПЕРЕВАЛЛ-8	Б	5	396800,0	1
103	ПЕРОВО.1.10	ПЕРОВОЛ-1	Б	3	50,0	
104	ПЕРОВО.1.10	ПЕРОВОЛ-5	Б	3	50,0	
105	ПЕРОВО.2.10	ПЕРОВОЛ-6	Б	3	75,0	
106	ПЕРОВО.2.10	ПЕРОВОЛ-8	Б	3	30,0	
107	ПРИГОРОД.1.10	ПРИГОРЛ-1	Б	3	15,0	
108	ПРИГОРОД.1.10	ПРИГОРЛ-3	Б	3	15,0	
109	ПРИГОРОД.1.10	ПРИГОРЛ-5	Б	3	10,0	
110	ПРИГОРОД.1.10	ПРИГОРОД-10		3	0,0	
111	ПРИГОРОД.1.10	ПРИГОРОД-7	Б	3	10,0	
112	ПРИГОРОД.2.10	ПРИГОРЛ-4	Б	3	15,0	
113	ПРИГОРОД.2.10	ПРИГОРЛ-6	Б	3	15,0	
114	ПРИГОРОД.2.10	ПРИГОРЛ-8	Б	3	35,0	
115	РОДНИК.1.10	РОДНЛ-1	Б	5	199200,0	1
116	РОДНИК.1.10	РОДНЛ-5	Б	5	371700,0	1
117	РОДНИК.1.10	РОДНЛ-7	Б	5	21900,0	1
118	РОДНИК.1.10	РОДНЛ-9	Б	5	74100,0	1
119	РОДНИК.2.10	РОДНЛ-4	Б	5	170800,0	1
120	РОДНИК.2.10	РОДНЛ-6				
121	РОДНИК.2.10	РОДНЛ-8	Б	5	100800,0	1
122	СЕВЕРН.1.10	СЕВЕРНЛ-7	Б	2	200,0	
123	СИМФТЭЦ.1.10	РП-85.1	Б	2	1800,0	
124	СИМФТЭЦ.2.10	РП-85.Л-22	Б	2	400,0	
125	СКВОРЦОВ.1.10	СКВОРЛ-1	Б	5	15600,0	1
126	СКВОРЦОВ.1.10	СКВОРЛ-11	Б	5	45000,0	1
127	СКВОРЦОВ.1.10	СКВОРЛ-5	Б	5	45200,0	1
128	СКВОРЦОВ.1.10	СКВОРЛ-9	Б	5	295600,0	1
129	СКВОРЦОВ.2.10	СКВОРЛ-10	Б	5	121600,0	1
130	СКВОРЦОВ.2.10	СКВОРЛ-2		5	0,0	1
131	СКВОРЦОВ.2.10	СКВОРЛ-31	Б	5	215800,0	1
132	СКВОРЦОВ.2.10	СКВОРЛ-4	Б	5	304000,0	1
133	ТРУДОВАЯ.1.10	ТРУДЛ-1	Б	3	25,0	
134	ТРУДОВАЯ.1.10	ТРУДЛ-2	Б	3	40,0	
135	ТРУДОВАЯ.1.10	ТРУДЛ-3	Б	3	50,0	
136	ТРУДОВАЯ.2.10	ТРУДЛ-10	Б	3	55,0	
137	ТРУДОВАЯ.2.10	ТРУДЛ-4	Б	3	35,0	
138	ТРУДОВАЯ.2.10	ТРУДЛ-6	Б	3	15,0	
139	ТРУДОВАЯ.2.10	ТРУДЛ-7	Б	3	45,0	
140	УКРОМНОЕ.1.10	УКРОМЛ-1	Б	3	35,0	
141	УКРОМНОЕ.1.10	УКРОМЛ-13		3	0,0	

142	УКРОМНОЕ.1.10	УКРОМЛ-3	Б	3	90,0	
143	УКРОМНОЕ.1.10	УКРОМЛ-7	Б	3	50,0	
144	УКРОМНОЕ.1.10	УКРОМЛ-9	Б	3	5,0	
145	УКРОМНОЕ.2.10	УКРОМЛ-4		3	0,0	
146	УКРОМНОЕ.2.10	УКРОМЛ-8	Б	3	20,0	
147	Урожайное.1.10	УРОЖЛ-1	Б	3	10,0	
148	Урожайное.1.10	УРОЖЛ-2	Б	3	25,0	
149	Урожайное.1.10	УРОЖЛ-3	Б	3	25,0	
150	Урожайное.1.10	УРОЖЛ-9	Б	3	5,0	
151	Урожайное.2.10	УРОЖЛ-4	Б	3	5,0	
152	Урожайное.2.10	УРОЖЛ-5	Б	3	30,0	
153	Урожайное.2.10	УРОЖЛ-6	Б	3	12,0	
154	Урожайное.2.10	УРОЖЛ-7	Б	3	18,0	
155	ЭЧЭ63.1.10	ЭЧЭ63Л-11				
156	ЮГО-ЗАП.1.10	ЮГО-ЗАПЛ-11	Б	2	300,0	
157	ЮГО-ЗАП.2.10	ЮГО-ЗАПЛ-10	Б	2	400,0	

Замеры заданы в трех вариантах:

№	Подстанция	Фидер	Б	Т	Р ->	Ng(P->)
1	ВОДОВОД.1.6	ВОДОВОДЛ-14	Б	3	15,0	
2	ВОДОВОД.1.6	ВОДОВОДЛ-7	Б	3	15,0	
3	ВОСТОЧН.2.10	РП-44.Л-1	Б	2	1600,0	
4	ВОСТОЧН.2.10	РП-44.Л-2	Б	2	900,0	
131	СКВОРЦОВ.2.10	СКВОРЛ-31	Б	5	215800,0	1
132	СКВОРЦОВ.2.10	СКВОРЛ-4	Б	5	304000,0	1

– Замер тока, А

– Замер мощности, кВт

– Замер электроэнергии, кВтч

Для замеров электроэнергии задан условный график нагрузки с коэффициентом заполнения 0.5. В этом случае можно выполнить перерасчет электроэнергии в мощность по максимальному значению:  $P_{max} = P_{ср} / K_z$ , где  $P_{ср}$  – средняя мощность за период Т,  $P_{ср} = WP / T$ ;  $K_z$  – коэффициент заполнения графика. Например, для фидера СКВОРЛ-31:

$$P_{ср} = 215800 / 744 \text{ (в марте 31 день – 744 часов)} = 290 \text{ кВт,}$$

$$P_{max} = 290 / 0.5 = 580 \text{ кВт.}$$

Порядок создания графика графиков нагрузок приведен в п.2.7. Формат окна каталога графиков нагрузок показан ниже:

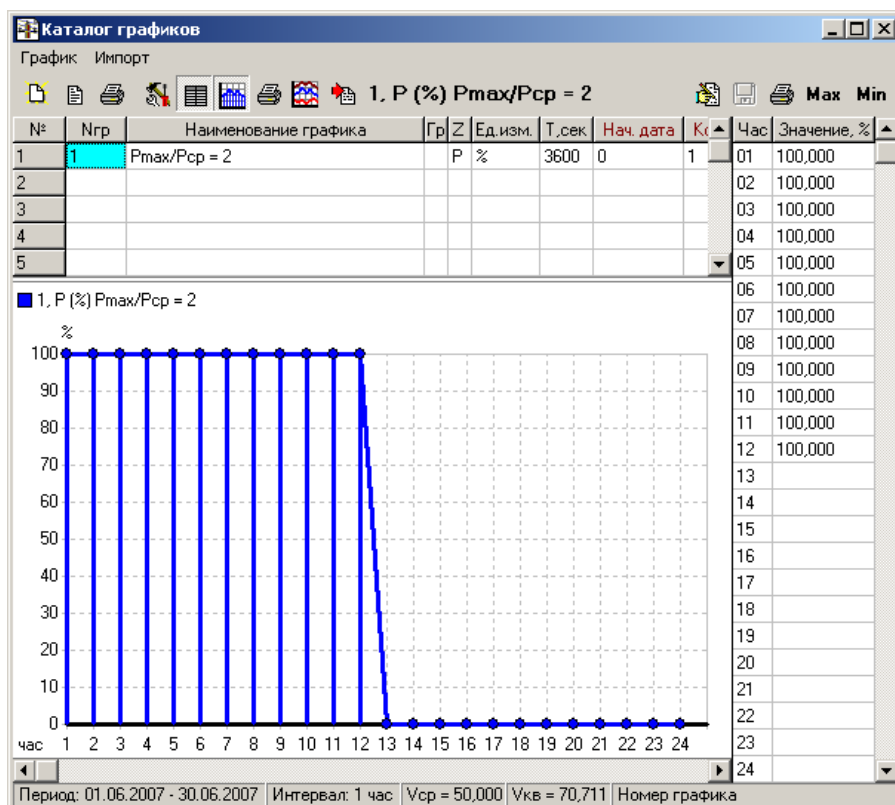


График задан в процентах. От 1 до 12 часов значения равны 100% (хотя можно было записать любое одинаковое число, например 1), от 13 до 24 часов значения равны нулю.

## Формирование схемы дает результаты:

[Формирование схемы]

Не задан тр-тор в узле: ТП-1021.2	Не задан тр-тор в узле: ТП-674
Не задан тр-тор в узле: ТП-1036	Не задан тр-тор в узле: ТП-691
Не задан тр-тор в узле: ТП-1047.2	Не задан тр-тор в узле: ТП-700.2
Не задан тр-тор в узле: ТП-1060	Не задан тр-тор в узле: ТП-703.1
Не задан тр-тор в узле: ТП-112	Не задан тр-тор в узле: ТП-727.2
Не задан тр-тор в узле: ТП-1136	Не задан тр-тор в узле: ТП-729.1
Не задан тр-тор в узле: ТП-114.1	Не задан тр-тор в узле: ТП-729.2
Не задан тр-тор в узле: ТП-1187	Не задан тр-тор в узле: ТП-741.2
Не задан тр-тор в узле: ТП-1224	Не задан тр-тор в узле: ТП-765.1
Не задан тр-тор в узле: ТП-1225	Не задан тр-тор в узле: ТП-773.2
Не задан тр-тор в узле: ТП-1228	Не задан тр-тор в узле: ТП-777.2
Не задан тр-тор в узле: ТП-126.2	Не задан тр-тор в узле: ТП-792.2
Не задан тр-тор в узле: ТП-1266	Не задан тр-тор в узле: ТП-816.2
Не задан тр-тор в узле: ТП-1294	Не задан тр-тор в узле: ТП-836
Не задан тр-тор в узле: ТП-130	Не задан тр-тор в узле: ТП-838.1
Не задан тр-тор в узле: ТП-1300	Не задан тр-тор в узле: ТП-846.2
Не задан тр-тор в узле: ТП-1304	Не задан тр-тор в узле: ТП-850.1
Не задан тр-тор в узле: ТП-132.1	Не задан тр-тор в узле: ТП-850.2
Не задан тр-тор в узле: ТП-1320	Не задан тр-тор в узле: ТП-851.1
Не задан тр-тор в узле: ТП-174	Не задан тр-тор в узле: ТП-852
Не задан тр-тор в узле: ТП-178.1	Не задан тр-тор в узле: ТП-911.2
Не задан тр-тор в узле: ТП-178.2	Не задан тр-тор в узле: ТП-921.1
Не задан тр-тор в узле: ТП-210	Не задан тр-тор в узле: ТП-921.2
Не задан тр-тор в узле: ТП-222	Не задан тр-тор в узле: ТП-925.2
Не задан тр-тор в узле: ТП-228	Не задан тр-тор в узле: ТП-926
Не задан тр-тор в узле: ТП-238.1	Не задан тр-тор в узле: ТП-941.2
Не задан тр-тор в узле: ТП-238.2	Не задан тр-тор в узле: ТП-943.2
Не задан тр-тор в узле: ТП-273.1	Не задан тр-тор в узле: ТП-95
Не задан тр-тор в узле: ТП-274.2	Не задан тр-тор в узле: ТП-952.2
Не задан тр-тор в узле: ТП-304.2	Не задан тр-тор в узле: ТП-96.2
Не задан тр-тор в узле: ТП-324.1	Не задан тр-тор в узле: ТП-966
Не задан тр-тор в узле: ТП-324.2	Не задан тр-тор в узле: ТП-973.2
Не задан тр-тор в узле: ТП-381	Не задан тр-тор в узле: ТП-984.2
Не задан тр-тор в узле: ТП-39	Не задан тр-тор в узле: ТП-99.2
Не задан тр-тор в узле: ТП-392	Не задан тр-тор в узле: ТП-997.2
Не задан тр-тор в узле: ТП-426	Не задан тр-тор в узле: ТПС-14.1
Не задан тр-тор в узле: ТП-44	Не задан тр-тор в узле: ТПС-14.2
Не задан тр-тор в узле: ТП-458	Не задан тр-тор в узле: ТПС-15.1
Не задан тр-тор в узле: ТП-46	Не задан тр-тор в узле: ТПС-15.2
Не задан тр-тор в узле: ТП-470	Не задан тр-тор в узле: ТПС-16.1
Не задан тр-тор в узле: ТП-473.2	Не задан тр-тор в узле: ТПС-16.2
Не задан тр-тор в узле: ТП-513.1	Не задан тр-тор в узле: ТПС-5.1
Не задан тр-тор в узле: ТП-513.2	Не задан тр-тор в узле: ТПС-5.2
Не задан тр-тор в узле: ТП-528.2	Не задан тр-тор в узле: ТПС-6
Не задан тр-тор в узле: ТП-597	Не задан тр-тор в узле: ТПС-6.1
Не задан тр-тор в узле: ТП-608.2	Не задан тр-тор в узле: ТПС-6.2
Не задан тр-тор в узле: ТП-622	Не задан тр-тор в узле: ТПС-7.1
Не задан тр-тор в узле: ТП-623	Не задан тр-тор в узле: ТПС-7.2
Не задан тр-тор в узле: ТП-624	Не задан тр-тор в узле: ТПС-8.1
Не задан тр-тор в узле: ТП-627	Не задан тр-тор в узле: ТПС-8.2
Не задан тр-тор в узле: ТП-635	Не задан тр-тор в узле: ТПС-9.1
Не задан тр-тор в узле: ТП-645.2	Не задан тр-тор в узле: ТПС-9.2
Не задан тр-тор в узле: ТП-656.2	

[Контроль конфигурации]

Схема "РЭС 2" содержит узлы без питания (1)

<<<<< Импорт данных завершен >>>>>

Узлов = 3859

Ветвей = 3892

Узлов БП = 54

Здесь необходимо проверить наличие трансформаторов на указанных ТП. Узел без питания – ТП470 соответствует действительности.

Расчет исходного режима дает результаты:

Схема : РЭС 2  
Узлов=3859 Ветвей=3892 Контуров=0 БП=54 ФМ=0

[Анализ расчетной конфигурации]  
Схема "РЭС 2" содержит узлы без питания (1)

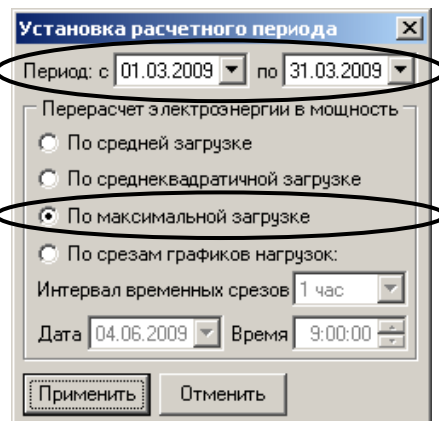
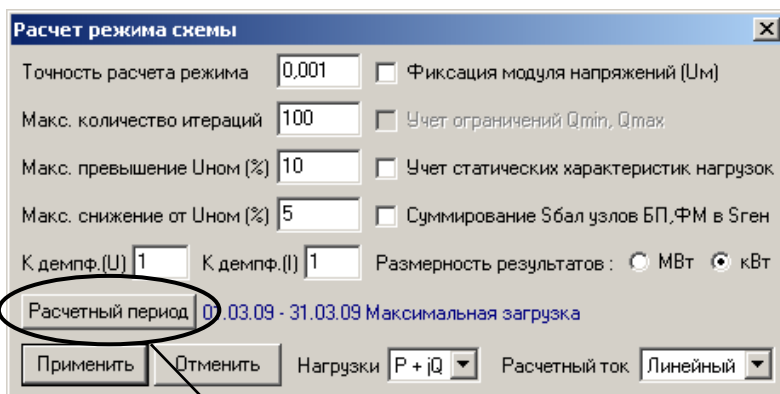
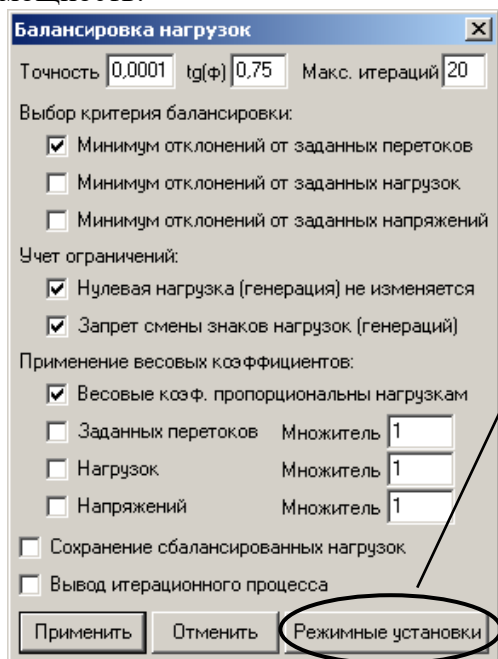
Точность расчета : 0,001  
Невязка по напряжению : 0,000682, узел: 880 ТП-831  
Количество итераций : 5, время расчета: 0:00:00

[В схеме занижены напряжения узлов]  
Анализ напряжений выполняется в таблице выбором меню "Режим" - "Напряжения узлов" или кнопкой "U"

Потребление	:	48129.760 кВт	36097.320 кВАр
Генерация	:	0.000 кВт	0.000 кВАр
Балансная мощность	:	-50250.725 кВт	-43564.481 кВАр
<b>Потери в схеме</b>	:	<b>2120.976 кВт</b>	<b>7467.167 кВАр</b>
Нагрузочные потери	:	1114.101 кВт	1194.867 кВАр
от актив.перетоков:	:	637.900 кВт	
от реакт.перетоков:	:	476.201 кВт	
Потери холост.хода	:	1006.875 кВт	6272.301 кВАр
шунтирующие реакт.:	:	0.000 кВт	0.000 кВАр
конденсатор. уст.:	:	0.000 кВт	0.000 кВАр
Небаланс в схеме	:	-0.012 кВт	-0.006 кВАр

Потери в схеме равны **2121** кВт. Однако оптимизация такого режима даст очень приблизительные результаты, поскольку все исходные нагрузки на ТП приняты равными 20% от номинальных мощностей трансформаторов.

Для уточнения режима необходимо выполнить балансировку нагрузок по замерам на фидерах. Для запуска балансировки нужно выбрать меню "Режим" → "Балансировка схемы". Для замеров электроэнергии нужно задать период и тип перерасчета электроэнергии в мощность:



В окне балансировки нужно нажать кнопку "Режимные установки", в появившемся окне нажать кнопку "Расчетный период", задать период и тип перерасчет электроэнергии в

мощность – "по максимальной нагрузке" (за счет заданного номера графика нагрузок получим  $P_{max} = P_{ср} * 2$ ).

Первый проход балансировки выполняем без сохранения сбалансированных нагрузок. В схеме появились перегруженные трансформаторы:

№	Начало	Конец	Нтр	Марка тр-ра	Сфакт	Сном	S%
1	ТРП-1.2	ТРП-1.Т2.04	Т2	ТМ-1000/10/0,4	2820,3	1000	282,0
2	ТП-1307	ТП-1307.Т1.04	Т1	ТМ-100/10/0,4	267,5	100	267,5
3	ТП-37	ТП-37.Т1.04	Т1	ТМ-250/10/0,4	534,9	250	214,0
4	ТП-1311	ТП-1311.Т1.04	Т1	ТМ-250/10/0,4	534,8	250	213,9
5	РП5В.1.6	РП5В.Т1.04	Т1	ТМ-1000/6/0,4	2031,2	1000	203,1
6	ТП-473.1	ТП-473.Т1.04	Т1	ТМ-100/10/0,4	178,0	100	178,0
7	ТП-690	ТП-690.Т1.04	Т1	ТМ-160/10/0,4	279,2	160	174,5
8	РП-1В.1	РП-1В.Т1.04	Т1	ТМ-1000/10/0,4	1717,3	1000	171,7
9	РП5В.2.6	РП5В.Т2.04	Т2	ТМ-1000/6/0,4	1585,5	1000	158,5
10	ТП-1212	ТП-1212.Т1.04	Т1	ТМ-250/10/0,4	304,1	250	121,6
11	ТП-1131	ТП-1131.Т1.04	Т1	ТМ-160/10/0,4	192,0	160	120,0
12	ТП-1034	ТП-1034.Т1.04	Т1	ТМ-160/10/0,4	192,0	160	120,0
13	ТП-1132	ТП-1132.Т1.04	Т1	ТМ-30/10/0,4	35,6	30	118,6
14	ТП-891	ТП-891.Т1.04	Т1	ТМ-320/10/0,4	377,8	320	118,1
15	ТП-7	ТП-7.Т1.04	Т1	ТМ-100/10/0,4	117,2	100	117,2
16	ТП-994	ТП-994.Т1.04	Т1	ТМ-100/10/0,4	117,2	100	117,2
17	ТП-1055	ТП-1055.Т1.04	Т1	ТМ-100/10/0,4	117,1	100	117,1
18	ТП-1196	ТП-1196.Т1.04	Т1	ТМ-100/10/0,4	116,9	100	116,9
19	ТП-1133	ТП-1133.Т1.04	Т1	ТМ-160/10/0,4	187,1	160	116,9
20	ТП-637	ТП-637.Т1.04	Т1	ТМ-160/10/0,4	187,0	160	116,9
21	ТП-1211	ТП-1211.Т1.04	Т1	ТМ-160/10/0,4	186,7	160	116,7
22	ТП-795	ТП-795.Т1.04	Т1	ТМ-160/10/0,4	186,7	160	116,7

Анализ перегрузов трансформаторов:

1. ТРП-1 питается от фидеров ОСТРЛ-9, ОСТРЛ-10. Оба фидера питают только ТРП-1. Замер задан только на ОСТРЛ-9 (замер на ОСТРЛ-10 равен нулю), поэтому линию ОСТРЯКОВО.2.10 - ОСТРЛ-10 отключим, и включим секционный выключатель на ТРП-1.1 – ТРП-1.2. Перегруз на обоих трансформаторах стал 140%. Чтобы избавиться от перегруза для фидера ОСТРЯКОВО.2.10 - ОСТРЛ-10 в таблице фидеров уберем номер графика (нагрузка будет считаться по среднему значению). Все изменения сделаны в "Базе РЭС", поэтому повторяем формирование схемы, и балансировку нагрузок – перегруза на ТРП-1 нет.

2. ТП-1307 питается по фидеру ЗАЛЕСЬЕЛ-5, на других ТП по этому фидеру не заданы трансформаторы, при этом заданный переток по фидеру балансируется только на ТП-1307. Для фидера ЗАЛЕСЬЕЛ-5 снят признак балансировки в таблице фидеров.

3. Аналогичная ситуация с ТП-37, ТП-1311 – фидер ПЕРЕВАЛЛ-2.

4. Фидеры ПАРТИЗАНЛ-3, ПАРТИЗАНЛ-4 питают только РП5В. Чтобы убрать перегруз уберем номера графиков нагрузок для этих фидеров.

5. Для устранения перегруза ТП-473 снят признак балансировки фидера Н\_АНЛ-4.

6. По аналогичным причинам сняты признаки балансировки с фидеров ПРИГОРЛ-4, ПЕРЕВАЛЛ-12,

7. Убраны номера графиков нагрузок на фидерах ЖАВОРОНЛ-1, ПЕРЕВАЛЛ-4.

В конечном итоге имеем перегруз только на РП-5В Т1 (102%).

Балансировка выдает сообщение "Небаланс нагрузок". В нижней части окна имеем результаты балансировки. Выполним анализ начальных и заданных перетоков, отметим наиболее недостоверные или несовпадающие перетоки жирным шрифтом:

	Нач. переток		Зад. переток		Рез. переток	
ВОДОВОД.1.6 - ВОДОВОДЛ-14	19,0	->	15,0	->	15,0	А
ВОДОВОД.1.6 - ВОДОВОДЛ-7	19,0	->	15,0	->	15,0	А
ВОСТОЧН.2.10 - РП-44.Л-1	707,4 + j	630,0 ->	1600,0 + j	1200,0 ->	1600,0 + j	1200,0 кВА
ВОСТОЧН.2.10 - РП-44.Л-2	270,3 + j	225,9 ->	900,0 + j	675,0 ->	900,0 + j	675,0 кВА

ГВАРД.1.10 - ГВАРДЛ-3	22,4	->	5,0	->	5,0	А
ГВАРД.1.10 - ГВАРДЛ-5	16,5	->	18,0	->	18,0	А
ГВАРД.1.10 - ГВАРДЛ-7	26,3	->	47,0	->	47,0	А
ГВАРД.1.10 - ГВАРДЛ-9	2,9	->	5,0	->	5,0	А
ГВАРД.2.10 - ГВАРДЛ-2	42,3	->	55,0	->	55,0	А
ГВАРД.2.10 - ГВАРДЛ-6	50,3	->	65,0	->	65,0	А
ГВАРД.2.10 - ГВАРДЛ-8	80,7	->	70,0	->	70,0	А
ДОВРОЕ.1.10 - ДОВРОЕ -1	27,8	->	10,0	->	10,0	А
<b>ДОВРОЕ.1.10 - ДОВРОЕ-2</b>	<b>29,1</b>	<b>-&gt;</b>	<b>5,0</b>	<b>-&gt;</b>	<b>5,2</b>	<b>А - небаланс</b>
ДОВРОЕ.2.10 - ДОВРОЕ 3	79,6	->	60,0	->	60,0	А
ДОВРОЕ.2.10 - ДОВРОЕ 4	34,4	->	35,0	->	35,0	А
ДОНСКОЕ.1.10 - ДОНСКОЕЛ-1	17,7	->	10,0	->	10,0	А
ДОНСКОЕ.1.10 - ДОНСКОЕЛ-3	16,8	->	20,0	->	20,0	А
ДОНСКОЕ.1.10 - ДОНСКОЕЛ-5	25,2	->	30,0	->	30,0	А
ДОНСКОЕ.2.10 - ДОНСКОЕЛ-2	13,4	->	20,0	->	20,0	А
ДОНСКОЕ.2.10 - ДОНСКОЕЛ-4	11,4	->	10,0	->	10,0	А
ДОНСКОЕ.2.10 - ДОНСКОЕЛ-6	5,2	->	5,0	->	5,0	А
ЖАВОРОН.1.10 - ЖАВОРОНЛ-1	163,2 + j 124,1	->	688,6 + j 516,4	->	688,6 + j 516,4	кВА
ЖАВОРОН.2.10 - ЖАВОРОНЛ-2	163,2 + j 124,1	->	665,5 + j 499,2	->	665,5 + j 499,2	кВА
ЖУРАВЛЕВ.1.10 - ЖУРАВЛ-1	47,0	->	30,0	->	30,0	А
ЖУРАВЛЕВ.1.10 - ЖУРАВЛ-3	24,2	->	20,0	->	20,0	А
ЖУРАВЛЕВ.1.10 - ЖУРАВЛ-5	26,9	->	45,0	->	45,0	А
ЖУРАВЛЕВ.2.10 - ЖУРАВЛ-10	11,2	->	35,0	->	35,0	А
ЖУРАВЛЕВ.2.10 - ЖУРАВЛ-2	6,1	->	10,0	->	10,0	А
ЖУРАВЛЕВ.2.10 - ЖУРАВЛ-4	12,2	->	20,0	->	20,0	А
ЖУРАВЛЕВ.2.10 - ЖУРАВЛ-6	7,7	->	15,0	->	15,0	А
ЖУРАВЛЕВ.2.10 - ЖУРАВЛ-8	8,2	->	15,0	->	15,0	А
ЗАВЕТНОЕ_С.1.10 - ЗАВЕТЛ-1	23,7	->	30,0	->	30,0	А
ЗАВЕТНОЕ_С.1.10 - ЗАВЕТЛ-2	32,9	->	30,0	->	30,0	А
ЗАВЕТНОЕ_С.1.10 - ЗАВЕТЛ-3	9,8	->	20,0	->	20,0	А
ЗАВЕТНОЕ_С.1.10 - ЗАВЕТЛ-4	30,0	->	35,0	->	35,0	А
ЗАВЕТНОЕ_С.1.10 - ЗАВЕТЛ-5	22,1	->	20,0	->	20,0	А
ЗАЛЕСЬЕ.1.10 - ЗАЛЕСЬЕЛ-2	20,7	->	30,0	->	30,0	А
ЗАЛЕСЬЕ.1.10 - ЗАЛЕСЬЕЛ-3	20,5	->	10,0	->	10,0	А
ЗАЛЕСЬЕ.1.10 - ЗАЛЕСЬЕЛ-4	28,5	->	20,0	->	20,0	А
ЗАЛЕСЬЕ.1.10 - ЗАЛЕСЬЕЛ-6	19,1	->	35,0	->	35,0	А
ЗАЛЕСЬЕ.2.10 - ЗАЛЕСЬЕЛ-1	17,3	->	10,0	->	10,0	А
ЗАЛЕСЬЕ.2.10 - ЗАЛЕСЬЕЛ-7	59,9	->	65,0	->	65,0	А
ЗАЛЕСЬЕ.2.10 - ЗАЛЕСЬЕЛ-8	37,1	->	55,0	->	55,0	А
КАШТАН.1.10 - КАШТАНЛ-1	36,1	->	30,0	->	30,0	А
КАШТАН.1.10 - КАШТАНЛ-3	28,4	->	35,0	->	35,0	А
КАШТАН.1.10 - КАШТАНЛ-5	15,7	->	15,0	->	15,0	А
КАШТАН.1.10 - КАШТАНЛ-7	3,0	->	5,0	->	5,0	А
КАШТАН.2.10 - КАШТАНЛ-2	22,2	->	43,0	->	43,0	А
КАШТАН.2.10 - КАШТАНЛ-4	24,4	->	40,0	->	40,0	А
КАШТАН.2.10 - КАШТАНЛ-6	7,4	->	15,0	->	15,0	А
КОЛЬЧУГ.1.10 - КОЛЬЧЛ-1	6,3	->	5,0	->	5,0	А
КОЛЬЧУГ.1.10 - КОЛЬЧЛ-5	5,9	->	15,0	->	15,0	А
КОЛЬЧУГ.1.10 - КОЛЬЧЛ-7	18,0	->	28,0	->	28,0	А
КОЛЬЧУГ.2.10 - КОЛЬЧЛ-2	5,8	->	10,0	->	10,0	А
КОЛЬЧУГ.2.10 - КОЛЬЧЛ-4	42,1	->	25,0	->	25,0	А
КОЛЬЧУГ.2.10 - КОЛЬЧЛ-6	28,1	->	35,0	->	35,0	А
КОММУН.1.10 - КОМЛ-1	11,8	->	25,0	->	25,0	А
<b>КОММУН.1.10 - КОМЛ-5</b>	<b>26,0</b>	<b>-&gt;</b>	<b>5,0</b>	<b>-&gt;</b>	<b>5,0</b>	<b>А</b>
<b>КОММУН.1.10 - КОМЛ-7</b>	<b>28,1</b>	<b>-&gt;</b>	<b>5,0</b>	<b>-&gt;</b>	<b>5,0</b>	<b>А</b>
КОММУН.2.10 - КОМЛ-2	16,4	->	20,0	->	20,0	А
КРАСНАЯ.1.10 - КРАСНЛ-11	55,4	->	70,0	->	70,0	А
КРАСНАЯ.1.10 - КРАСНЛ-3	12,1	->	10,0	->	10,0	А
КРАСНАЯ.2.10 - КРАСНЛ-8	19,6	->	10,0	->	10,0	А
МАРЬИНО.1.10 - МАРЬИНОЛ-6	829,9 + j 711,6	->	2200,0 + j 1650,0	->	2200,0 + j 1650,0	кВА
Н_АНДРЕ.1.10 - Н_АНЛ-1	10,5	->	10,0	->	10,0	А
Н_АНДРЕ.1.10 - Н_АНЛ-3	21,1	->	25,0	->	25,0	А
Н_АНДРЕ.2.10 - Н_АНЛ-5	3,7	->	10,0	->	10,0	А
Н_АНДРЕ.2.10 - Н_АНЛ-6	56,2	->	35,0	->	35,0	А
Н_АНДРЕ.2.10 - Н_АНЛ-7	13,1	->	15,0	->	15,0	А
НИКОЛАЕВ.1.10 - НИКОЛЛ-1	44,4	->	25,0	->	25,0	А
НИКОЛАЕВ.1.10 - НИКОЛЛ-3	14,7	->	10,0	->	10,0	А
НИКОЛАЕВ.1.10 - НИКОЛЛ-5	42,8	->	25,0	->	25,0	А
НИКОЛАЕВ.1.10 - НИКОЛЛ-7	6,2	->	5,0	->	5,0	А
НИКОЛАЕВ.1.10 - НИКОЛЛ-9	22,0	->	5,0	->	5,0	А
НИКОЛАЕВ.2.10 - НИКОЛЛ-10	6,1	->	10,0	->	10,0	А
<b>НИКОЛАЕВ.2.10 - НИКОЛЛ-2</b>	<b>70,9</b>	<b>-&gt;</b>	<b>10,0</b>	<b>-&gt;</b>	<b>10,0</b>	<b>А</b>
НИКОЛАЕВ.2.10 - НИКОЛЛ-4	50,0	->	40,0	->	40,0	А
НИКОЛАЕВ.2.10 - НИКОЛЛ-6	11,5	->	5,0	->	5,0	А
НИКОЛАЕВ.2.10 - НИКОЛЛ-8	47,5	->	75,0	->	75,0	А
ОСТРЯКОВО.1.10 - ОСТРЛ-1	135,4 + j 120,6	->	175,8 + j 131,9	->	175,8 + j 131,9	кВА
ОСТРЯКОВО.1.10 - ОСТРЛ-3	282,6 + j 271,4	->	767,3 + j 575,5	->	767,3 + j 575,5	кВА
<b>ОСТРЯКОВО.1.10 - ОСТРЛ-7</b>	<b>680,0 + j 690,2</b>	<b>-&gt;</b>	<b>130,1 + j 97,6</b>	<b>-&gt;</b>	<b>122,6 + j 190,6</b>	<b>кВА - небаланс</b>
ОСТРЯКОВО.1.10 - ОСТРЛ-9	326,5 + j 243,8	->	1133,9 + j 850,4	->	1133,9 + j 850,4	кВА
ОСТРЯКОВО.2.10 - ОСТРЛ-4	172,8 + j 180,9	->	161,3 + j 121,0	->	161,3 + j 121,0	кВА
ПАРТИЗАН.1.6 - ПАРТИЗАНЛ-3	163,3 + j 136,1	->	820,6 + j 615,4	->	820,6 + j 615,4	кВА
ПАРТИЗАН.2.6 - ПАРТИЗАНЛ-4	163,3 + j 136,1	->	640,8 + j 480,6	->	640,8 + j 480,6	кВА



ПЕРЕВАЛ.1.10 - ПЕРЕВАЛЛ-11	282,9 + j	247,7 ->	373,0 + j	279,7 ->	373,0 + j	279,7 кВА
<b>ПЕРЕВАЛ.1.10 - ПЕРЕВАЛЛ-5</b>	<b>0,0 + j</b>	<b>-6,4 -&gt;</b>	<b>1117,2 + j</b>	<b>837,9 -&gt;</b>	<b>0,0 + j</b>	<b>-6,4 кВА - небаланс</b>
ПЕРЕВАЛ.1.10 - ПЕРЕВАЛЛ-7	669,5 + j	601,1 ->	2128,0 + j	1596,0 ->	2128,0 + j	1596,0 кВА
ПЕРЕВАЛ.1.10 - ПЕРЕВАЛЛ-9	16,5 + j	10,4 ->	40,3 + j	30,2 ->	40,3 + j	30,2 кВА
ПЕРЕВАЛ.2.10 - ПЕРЕВАЛЛ-10	16,5 + j	11,0 ->	6,5 + j	4,8 ->	6,5 + j	4,8 кВА
ПЕРЕВАЛ.2.10 - ПЕРЕВАЛЛ-3	423,0 + j	339,8 ->	574,2 + j	430,6 ->	574,2 + j	430,6 кВА
ПЕРЕВАЛ.2.10 - ПЕРЕВАЛЛ-4	230,9 + j	214,9 ->	685,5 + j	514,1 ->	685,5 + j	514,1 кВА
ПЕРЕВАЛ.2.10 - ПЕРЕВАЛЛ-6	379,1 + j	363,4 ->	657,0 + j	492,7 ->	657,0 + j	492,7 кВА
ПЕРЕВАЛ.2.10 - ПЕРЕВАЛЛ-8	276,5 + j	190,3 ->	1066,7 + j	800,0 ->	1066,7 + j	800,0 кВА
ПЕРОВО.1.10 - ПЕРОВОЛ-1	49,1	->	50,0	->	50,0	А
ПЕРОВО.1.10 - ПЕРОВОЛ-5	38,7	->	50,0	->	50,0	А
ПЕРОВО.2.10 - ПЕРОВОЛ-6	76,1	->	75,0	->	75,0	А
ПЕРОВО.2.10 - ПЕРОВОЛ-8	67,9	->	30,0	->	30,0	А
ПРИГОРОД.1.10 - ПРИГОРЛ-1	20,0	->	15,0	->	15,0	А
ПРИГОРОД.1.10 - ПРИГОРЛ-3	18,8	->	15,0	->	15,0	А
ПРИГОРОД.1.10 - ПРИГОРЛ-5	22,0	->	10,0	->	10,0	А
ПРИГОРОД.1.10 - ПРИГОРОД-7	10,0	->	10,0	->	10,0	А
ПРИГОРОД.2.10 - ПРИГОРЛ-6	20,1	->	15,0	->	15,0	А
ПРИГОРОД.2.10 - ПРИГОРЛ-8	11,6	->	35,0	->	35,0	А
РОДНИК.1.10 - РОДНЛ-1	276,6 + j	197,2 ->	535,5 + j	401,6 ->	535,5 + j	401,6 кВА
РОДНИК.1.10 - РОДНЛ-5	284,2 + j	248,9 ->	999,2 + j	749,4 ->	999,2 + j	749,4 кВА
РОДНИК.1.10 - РОДНЛ-7	26,4 + j	23,1 ->	58,9 + j	44,2 ->	58,9 + j	44,2 кВА
РОДНИК.1.10 - РОДНЛ-9	100,3 + j	89,1 ->	199,2 + j	149,4 ->	199,2 + j	149,4 кВА
РОДНИК.2.10 - РОДНЛ-4	425,8 + j	389,2 ->	459,1 + j	344,4 ->	459,1 + j	344,4 кВА
РОДНИК.2.10 - РОДНЛ-8	303,7 + j	128,9 ->	271,0 + j	203,2 ->	271,0 + j	203,2 кВА
СЕВЕРН.1.10 - СЕВЕРНЛ-7	286,2 + j	254,4 ->	200,0 + j	150,0 ->	200,0 + j	150,0 кВА
СИМФТЭЦ.1.10 - РП-85.1	1211,6 + j	1023,7 ->	1800,0 + j	1350,0 ->	1800,0 + j	1350,0 кВА
СИМФТЭЦ.2.10 - РП-85.Л-22	839,7 + j	772,4 ->	400,0 + j	300,0 ->	400,0 + j	300,0 кВА
СКВОРЦОВ.1.10 - СКВОРЛ-1	406,5 + j	322,3 ->	41,9 + j	31,5 ->	41,9 + j	31,5 кВА
СКВОРЦОВ.1.10 - СКВОРЛ-11	81,9 + j	51,9 ->	121,0 + j	90,7 ->	121,0 + j	90,7 кВА
СКВОРЦОВ.1.10 - СКВОРЛ-5	223,5 + j	198,4 ->	121,5 + j	91,1 ->	121,5 + j	91,1 кВА
СКВОРЦОВ.1.10 - СКВОРЛ-9	316,1 + j	279,9 ->	794,6 + j	596,0 ->	794,6 + j	596,0 кВА
СКВОРЦОВ.2.10 - СКВОРЛ-10	257,4 + j	217,2 ->	326,9 + j	245,2 ->	326,9 + j	245,2 кВА
СКВОРЦОВ.2.10 - СКВОРЛ-31	642,4 + j	419,6 ->	580,1 + j	435,1 ->	580,1 + j	435,1 кВА
СКВОРЦОВ.2.10 - СКВОРЛ-4	496,7 + j	287,4 ->	817,2 + j	612,9 ->	817,2 + j	612,9 кВА
ТРУДОВАЯ.1.10 - ТРУДЛ-1	10,2	->	25,0	->	25,0	А
ТРУДОВАЯ.1.10 - ТРУДЛ-2	35,5	->	40,0	->	40,0	А
ТРУДОВАЯ.1.10 - ТРУДЛ-3	35,9	->	50,0	->	50,0	А
ТРУДОВАЯ.2.10 - ТРУДЛ-10	34,5	->	55,0	->	55,0	А
ТРУДОВАЯ.2.10 - ТРУДЛ-4	27,3	->	35,0	->	35,0	А
ТРУДОВАЯ.2.10 - ТРУДЛ-6	16,2	->	15,0	->	15,0	А
ТРУДОВАЯ.2.10 - ТРУДЛ-7	29,3	->	45,0	->	45,0	А
УКРОМНОЕ.1.10 - УКРОМЛ-1	55,5	->	35,0	->	35,0	А
УКРОМНОЕ.1.10 - УКРОМЛ-3	38,5	->	90,0	->	90,0	А
УКРОМНОЕ.1.10 - УКРОМЛ-7	47,9	->	50,0	->	50,0	А
<b>УКРОМНОЕ.1.10 - УКРОМЛ-9</b>	<b>21,8</b>	<b>-&gt;</b>	<b>5,0</b>	<b>-&gt;</b>	<b>5,0</b>	<b>А</b>
УКРОМНОЕ.2.10 - УКРОМЛ-8	9,2	->	20,0	->	20,0	А
<b>УРОЖАЙНОЕ.1.10 - УРОЖЛ-1</b>	<b>0,1</b>	<b>-&gt;</b>	<b>10,0</b>	<b>-&gt;</b>	<b>0,1</b>	<b>А - небаланс</b>
УРОЖАЙНОЕ.1.10 - УРОЖЛ-2	21,8	->	25,0	->	25,0	А
УРОЖАЙНОЕ.1.10 - УРОЖЛ-3	14,8	->	25,0	->	25,0	А
УРОЖАЙНОЕ.1.10 - УРОЖЛ-9	6,1	->	5,0	->	5,0	А
УРОЖАЙНОЕ.2.10 - УРОЖЛ-4	1,2	->	5,0	->	5,0	А
УРОЖАЙНОЕ.2.10 - УРОЖЛ-5	13,7	->	30,0	->	30,0	А
УРОЖАЙНОЕ.2.10 - УРОЖЛ-6	19,5	->	12,0	->	12,0	А
УРОЖАЙНОЕ.2.10 - УРОЖЛ-7	37,6	->	18,0	->	18,0	А
ЮГО-ЗАП.1.10 - ЮГО-ЗАПЛ-11	260,3 + j	215,5 ->	300,0 + j	225,0 ->	300,0 + j	225,0 кВА
ЮГО-ЗАП.2.10 - ЮГО-ЗАПЛ-10	459,1 + j	394,0 ->	400,0 + j	300,0 ->	400,0 + j	300,0 кВА

<<<< Расчет закончен >>>>

На ПЕРЕВАЛЛ-5 имеем небаланс так как не заданы мощности трансформаторов питаемых ТП. После снятия признаков балансировки с выделенных жирным шрифтом фидеров снова выполняем формирование схемы и балансировку нагрузок с включенным флагом "**Сохранение сбалансированных нагрузок**". Имеем общие характеристики режима:

Потребление	:	63564.710 кВт	41474.894 кВАр
Генерация	:	0.000 кВт	0.000 кВАр
Балансная мощность	:	-66585.004 кВт	-50108.700 кВАр
<b>Потери в схеме</b>	:	<b>3020.293 кВт</b>	<b>8633.805 кВАр</b>
Нагрузочные потери	:	2019.624 кВт	2400.277 кВАр
от актив.перетоков:	:	1300.893 кВт	
от реакт.перетоков:	:	718.731 кВт	
Потери холост.хода	:	1000.669 кВт	6233.529 кВАр
шунтирующие реакт.:	:	0.000 кВт	0.000 кВАр
конденсатор. уст.:	:	0.000 кВт	0.000 кВАр
Небаланс в схеме	:	0.000 кВт	0.000 кВАр

По отношению к режиму 20% загрузки потери увеличились с 2121 кВт до 3020 кВт. Для проверки записи сбалансированных нагрузок нужно рассчитать режим схемы – общие характеристики не должны измениться.

Для оптимизации разрывов выбираем меню "Оптимизация" → "Места разрывов". В окне оптимизации разрывов, нажимаем кнопку "Настройки" и устанавливаем флаги аналогично Симферопольскому РЭС. Нажимаем кнопку "Старт", по завершении оптимизации имеем результаты:

Итерационный процесс:  
 0. dP = 3020,3 кВт  
 1. dP = 2832,3 кВт  
 2. dP = 2832,3 кВт  
 Оптимизация = 188,0 кВт

Список оптимизированных разрывов:

1. ТП-57.1 х - отп131\_4 ==> ТП-964 х - отп101\_2 75,3 кВт  
 2. ТП-596.2 х - отп103\_2 ==> ТП-57.1 х - отп103\_1 5,6 кВт  
 3. ТП-775 х - отп230\_2 ==> ТП-428 х - отп229\_14 31,6 кВт  
 4. ТП-999.2 х - ТП-800.2 ==> ТП-879.2 х - ТП-879.1 17,3 кВт  
 5. ТП-980.1 х - отп176\_2 ==> ТП-875.1 х - отп177\_1 10,1 кВт  
 6. ТП-989.2 х - ЦРП-1198.2 ==> ТП-315.2 х - ТП-639.1 9,8 кВт  
 7. ТП-1214.1 х - отп173\_2 ==> ТП-28.2 х - отп176\_1 13,2 кВт  
 8. ТП-912.2 х - ТП-148 ==> ТП-741.2 х - ТП-741.1 7,0 кВт  
 9. ТП-833.1 х - ТП-833.2 ==> ТП-833.2 х - отп65\_1 6,5 кВт  
 10. ПР-63 х - отп143\_2 ==> ТП-650.1 х - отп145\_1 5,9 кВт  
 11. ТП-1020.2 х - отп61\_5 ==> ТП-1020.1 х - отп47\_1 5,7 кВт

Суммарный эффект от оптимизации составил 188 кВт (6.2% от исходных потерь 3020 кВт).

Для практических выводов по оптимизации нужно занести недостающие параметры трансформаторов ТП, выполнить измерения по выбранному составу разрывов, провести заново оптимизацию.

### 8.3. Керченский РЭС

Данные таблиц линий 10(6) кВ и трансформаторов ТП, РП приняты на основе базы комплекса КВАРЭС. В составе сети имеется оборудование классом напряжения 6 и 10 кВ, а также 4 трансформатора связи 10/6 кВ на ТП288, ТП246, РП9 (2 трансформатора). Фрагмент таблицы **линий 10(6) кВ** приведен ниже:

п	Ун	Начало	Конец	к	Параметры линий	А	Ком. ап. нач.	Ком. ап. кон.	
П	6	СТЕКЛО.3.6	Стекло Ф-16						
	6	Стекло Ф-16	РП20А.3		1534*АСБ-185+465*ЦААБ-185+325*АС-70	Р			
	6	РП20А.3	РП20А.4			Р			
	6	РП20А.4	ТП469.1		485*АСБ-240	Р			
	6	ТП469.1	ТП469.2			Р			
	6	ТП469.2	ТП161.2		1090*АСБ-240	Р			
	6	ТП161.1	ТП161.2	К		Р			
	6	ТП161.2	ТП33		710*АСБ-150	Р			
	6	ТП33	ТП211А			Р			
	6	ТП33	ТП30.1		325*ААШВ-150	Р			
	6	ТП30.1	ТП30.2			Б			
	6	ТП30.1	ТП161.1		350*ААШВ-150	Р			
	6	ТП30.2	1		120*ААШВ-150+35*ААШВ-120	Б			
	+	6	1	ТП288.2	К	446*ААШВ-120	Б		
	6	ТП288.2	ТП288.1			Р			
	6	ТП288.2	ТП220А.2	К	350*АСБ-150	Р			
	6	РП20А.3	ТП132.1		300*ААБ-150	Р			
	6	ТП132.1	ТП132.2			Р			
	6	ТП132.2	ТП431.1		320*АСБ-150	Р			
	6	ТП431.1	ТП431.2			Р			
6	ТП431.2	ТП275.1		210*АСБ-150	Р				
6	ТП275.1	ТП275.2							

Т	6	ТП288.2	ТП288_6	К	ТМ-4000/10/6.3 350*АСБ-150	Р				
	10/6	ТП288_10	ТП288_6							
	10	ТП288_10	ТП289.2							
П	10	ВТОРЧЕРМ.2.10	Втормет Ф-8	К	1190*АС-70 220*АСБ-240 750*ААШВУ-120 300*АСБ-185 280*АСБ-150 280*АСБ-185+10*ААБ-150 435*АСБ-150+10*ААШВ-150+5*АСБ-185	А А А Б Р Р Р				
	10	Втормет Ф-8	ЛР-10,8							
	10	ЛР-10,8	ТП290.1							
	10	ЛР-10,8	ТП84А.1							
	10	ТП84А.1	ТП84А.2							
	10	ТП290.1	ТП290.2							
	10	ТП290.1	ТП289.1							
	10	ТП289.1	ТП289.2							
	10	ТП289.2	ТП401.2							
	10	ТП401.2	ТП401.1							
	10	ТП401.2	ТП289.1							
	10	ТП401.2	ТП246_10							
	10/6	ТП246_10	ТП246_6							
	6	ТП246_6	ТП246.1							
П	10	ВТОРЧЕРМ.1.10	Втормет Ф-17 АТТИК	К	600*АСБ-185	А				
	10	Втормет Ф-17 АТТИК	ТП500А							
П	10	ВТОРЧЕРМ.1.10	Втормет Ф-1	К	27*АСБ-185+1005*АСБ-185 355*АСБ-185 1235*ААШВ-150+85*ААШВ-150 455*ААШВ-150+55*ААШВ-120	Р Р Р Р Р Р				
	10	Втормет Ф-1	ТП56.2							
	10	ТП56.2	ТП450.2							
	10	ТП56.1	ТП56.2							
	10	ТП450.2	ТП450.1							
	10	ТП450.2	ТП458.2							
	10	ТП458.2	ТП458.1							
	10	ТП458.2	Ф-5.10							
	10	Ф-5.10	РП9.2							
	10	РП9.1	РП9.2							
	Т	10/6	РП9.2				РП9.2.6	К	ТМ-2500/10/6.3 818*СБ-70+38*ААБ-95 265*СБ-70+20*АСБ-185 286*СБ-35 437*СБ-70 400*СБ-70 460*ААБ-70 350*ААБ-70 280*АСБ-50 15*ААБ-185+355*ААШВ-120	Р Р Р Р Р Р Р Р Р Р
		6	РП9.1.6				РП9.2.6			
		6	РП9.2.6				Ф-8			
		6	Ф-8				ТП247			
6		ТП247	ТП238Б							
6		ТП238Б	ТП230.1							
6		ТП230.1	ТП230.2							
6		ТП230.2	ТП229							
6		РП9.2.6	Ф-10							
6		Ф-10	ТП228							
6		ТП228	ТП241А.1							
6		ТП241А.1	ТП241А.2							
6		ТП241А.2	ТП240							
6		ТП240	ТП229							
6	РП9.2.6	Ф-12								
6	Ф-12	ТП28								
6	РП9.2.6	Ф-16								
6	Ф-16	ТП245Б.2								
К	800*ААШВ-150		Б							

Трансформаторы связи 10/6 кВ должны задаваться со стороны 10 на 6 кВ независимо от того с какой стороны к нему пришли по кодировке, например, трансформатор на ТП288 записан ТП288\_10 - ТП288\_6, хотя пришли к нему со стороны 6 кВ.

В колонке "А" обозначена принадлежность линий: "" или "Р" – РЭС, "А" – абонентская, "Б" – бесхозная.

В колонках "Ком.ап.нач." и "Ком.ап.кон." заданы признаки "-" для мест отсутствия коммутационных аппаратов (в данном случае для отпаек).

В таблицу трансформаторов ТП, РП закачаны показания электроэнергии из файла \*.XLS. Для двух и более трансформаторных ТП показания разносятся на все трансформаторы пропорционально их мощности. В файле \*.XLS названия ТП заданы номерами, а РП – полностью. В колонке "Сном" может быть задана суммарная мощность трансформаторов ТП – в

этом случае выполняется контроль соответствия мощностей ТП. При несоответствии выдается сообщение:

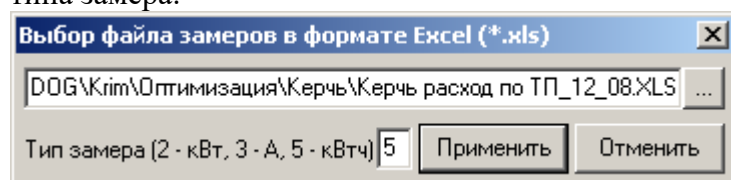
1 – несовпадение  $S_{ном}$ : 100 <> 250 кВА

где 1 – ТП1, 100- мощность в файле \*.XLS, 250 – мощность в таблице трансформаторов ТП, РП. Фрагмент файла замеров \*.XLS показан ниже:

ТП, РП	$S_{ном}$ , кВ	кВтч
1		23004
2		160908
3		55904
4		72105
5		67051
6		59979
7		102155
8		41829
9		571
10		112801
11		1739
12		60261
13		33881
14		65472
15		27125
16		56318
РП17		23025
18		57289
19		37620
20		41515
21		30057
22		36894
24		19291
25		34811
26		37324
27		14568
28		23500
29		37885
30		65826
.....		
500		57860
502		1797

503		11600
511		4865
512		67905
513		7717
622		7998
Фидерная		41419
РП1		30043
РП2		22685
РП3		11690
РП4		217589
РП5		2619
РП6		45671
РП7		63607
РП8		464885
РП9		96396
РП11		132788
РП12		116289
РП13		168877
РП14		86980
РП15		205673
РП16		249527
РП19		451800
РП20		558
РП21		99208
РП22		521001
РП24		316604
РП26		340778
РП27		25956
РП28		31261
РП29		2854
РП31		176059
РП32		51600
КП		24546

Данные замеров зачисляются в таблицу трансформаторов ТП, РП выбором меню "Данные" → "Импорт замеров ТП". В этом окне выбирается файл замеров и указывается номер типа замера:



После импорта в нижней части появляется окно с ошибками:

[Не найдены ТП в базе РЭС]  
 234  
 341  
 494  
 513  
 РП20

Необходимо уточнить почему эти ТП, РП отсутствуют в кодировке Керченского РЭС.  
Фрагмент таблицы трансформаторов ТП, РП с закачанными замерами приведен ниже:

ТП,РП (ВН)	ТП,РП (НН)	Нтр	Трансформатор	U	T	Рнаг	Qнаг	Ng (Pн)	Ng (Qн)
БАГИРА-ЗРУ6.1	БАГИРА-ЗРУ6.Т1.04	T1	ТМ-100/6/0.4						
БАГИРА-ЗРУ6.2	БАГИРА-ЗРУ6.Т2.04	T2	ТМ-560/6/0.4						
МТП24	МТП24.Т1.04	T1	ТМ-200/6/0.4		5	19291,0		1	
МТП41	МТП41.Т1.04	T1	ТМ-25/6/0.4		5	5414,0		1	
ПСКПБ	ПСКПБ.Т1.04	T1	ТМ-250/6/0.4						
РП1.2	РП1.Т2.04	T1	ТМ-180/6/0.4		5	30043,0		1	
РП11А.1	РП11А.Т1.04	T1	ТМ-630/6/0.4		5	81219,8		1	
РП11А.2	РП11А.Т2.04	T2	ТМ-400/6/0.4		5	51568,2		1	
РП12.1	РП12.Т1.04	T1	ТМ-400/6/0.4		5	58144,5		1	
РП12.2	РП12.Т2.04	T2	ТМ-400/6/0.4		5	58144,5		1	
РП13А.1	РП13А.Т1.04	T1	ТМ-630/6/0.4		5	84438,5		1	
РП13А.2	РП13А.Т2.04	T2	ТМ-630/6/0.4		5	84438,5		1	
РП14А	РП14А.Т1.04	T1	ТМ-560/6/0.4		5	43490,0		1	
РП14А	РП14А.Т2.04	T2	ТМ-560/6/0.4		5	43490,0		1	
РП15А.1	РП15А.Т1.04	T1	ТМ-1000/6/0.4		5	102836,5		1	
РП15А.2	РП15А.Т2.04	T2	ТМ-1000/6/0.4		5	102836,5		1	
РП16	РП16.Т1.04	T1	ТМ-400/6/0.4	1	5	249527,0		1	
РП17А.1	РП17А.Т1.04	T1	ТМ-630/6/0.4		5	11512,5		1	
РП17А.2	РП17А.Т2.04	T2	ТМ-630/6/0.4		5	11512,5		1	
РП19А.1	РП19А.Т1.04	T1	ТМ-630/6/0.4		5	225900,0		1	
РП19А.2	РП19А.Т2.04	T2	ТМ-630/6/0.4		5	225900,0		1	
РП2	РП2.Т1.04	T1	ТМ-200/6/0.4		5	22685,0		1	
РП21.1	РП21.Т1.04	T1	ТМ-400/6/0.4		5	49604,0		1	
РП21.2	РП21.Т2.04	T2	ТМ-400/6/0.4		5	49604,0		1	
РП22А.1	РП22А.Т1.04	T1	ТМ-100/6/0.4	1	5	148857,4		1	
РП22А.2	РП22А.Т2.04	T2	ТМ-250/6/0.4	1	5	372143,6		1	
РП23Б.1	РП23Б.Т1.04	T1	ТМ-630/6/0.4						
РП24.1	РП24.Т1.04	T1	ТМ-630/6/0.4		5	193651,0		1	
РП24.2	РП24.Т2.04	T2	ТМ-400/6/0.4		5	122953,0		1	
ТП218	ТП218.Т1.04	T1	ТМ-100/6/0.4		5	19852,0		1	
ТП219	ТП219.Т1.04	T1	ТМ-100/6/0.4		5	9027,0		1	
ТП22	ТП22.Т1.04	T1	ТМ-320/6/0.4		5	36894,0		1	
ТП220А.1	ТП220А.Т1.04	T1	ТМ-630/6/0.4		5	4703,5		1	
ТП220А.2	ТП220А.Т2.04	T2	ТМ-630/6/0.4		5	4703,5		1	
ТП221А.1	ТП221А.Т1.04	T1	ТМ-630/6/0.4						
ТП221А.2	ТП221А.Т2.04	T2	ТМ-630/6/0.4						
ТП222.1	ТП222.Т1.04	T1	ТМ-400/6/0.4		5	42811,7		1	
ТП222.2	ТП222.Т2.04	T2	ТМ-320/6/0.4		5	34249,3		1	
ТП223	ТП223.Т1.04	T1	ТМ-200/6/0.4		5	32727,0		1	
ТП224	ТП224.Т1.04	T1	ТМ-250/6/0.4		5	46359,0		1	
ТП225А.1	ТП225А.Т1.04	T1	ТМ-400/6/0.4		5	3435,0		1	
ТП225А.2	ТП225А.Т2.04	T2	ТМ-160/6/0.4		5	1374,0		1	
ТП226А.1	ТП226А.Т1.04	T1	ТМ-400/6/0.4						
ТП226А.2	ТП226А.Т2.04	T2	ТМ-180/6/0.4						
ТП227.2	ТП227.Т2.04	T2	ТМ-250/6/0.4		5	504,0		1	
ТП228	ТП228.Т1.04	T1	ТМ-400/6/0.4		5	124814,0		1	
ТП229	ТП229.Т1.04	T1	ТМ-250/6/0.4		5	57780,0		1	

Для РП11А показания электроэнергии (132788 кВтч) разделены на два трансформатора пропорционально их номинальной мощности (630 кВА - 81219,8 кВтч, 400 кВА - 51568,2 кВтч).

Для каждого замера в колонке "Ng (Pн)" задан условный график нагрузки с номером 1, у которого коэффициент заполнения равен 0.5. При этом перерасчет электроэнергии в мощность возможен по максимальному значению  $P_{max} = P_{cp} / K_3$ , где  $P_{cp}$  – средняя мощность за период T (час), равная  $P_{cp} = WP/T$ , WP – заданные показания активной электроэнергии.

В колонке "U" для ряда замеров указан признак "1" – замер на высокой стороне (например, на РП16 и РП22А). Для трансформаторов без замеров нагрузка будет сформирована на основании их номинальных мощностей (20% от Sном).

Замеры напряжений и токов по вводам питающих подстанций приняты по данным зимнего замера 2008 г. Замеры токов являются необязательным параметром.

Таблица вводов подстанций:

№	Подстанция	Ус.ш.	Т	Р ->
1	АЛЬБАТРО.1.10	10,1	3	72,0
2	АЛЬБАТРО.2.10	10,1	3	85,0
3	ВТОРЧЕРМ.1.10	10,1	3	185,0
4	ВТОРЧЕРМ.2.10	10,1	3	195,0
5	КАМЫШ-БУ.1.6	6,3	3	100,0
6	КАМЫШ-БУ.2.6	6,3	3	200,0
7	КБТЕЦ.1.6	6,3		
8	КЕРЧЬ.1.6	6,3	3	255,0
9	КЕРЧЬ.2.6	6,3	3	380,0
10	КЕРЧЬ.3.6	6,3		
11	КЕРЧЬ.4.6	6,3		
12	МАРАТ.1.6	6,2	3	200,0
13	МАРАТ.2.6	6,2	3	160,0
14	МАРАТ.3.6	6,2		
15	МАРАТ.4.6	6,2		
16	ОЧИСТН.1.6	6,3	3	15,0

17	СОЛНЕЧНА.1.10	10,1	3	20,0
18	СОЛНЕЧНА.1.6	6,2	3	60,0
19	СОЛНЕЧНА.2.10	10,1	3	25,0
20	СОЛНЕЧНА.2.6	6,2	3	105,0
21	СОЛЯНАЯ.1.6	6,1	3	267,0
22	СОЛЯНАЯ.2.6	6,1	3	300,0
23	СТЕКЛЮ.2.6	6,3	3	17,0
24	СТЕКЛЮ.3.6	6,3	3	160,0
25	СТЕКЛЮ.4.6	6,3	3	400,0
26	ЦЕЛИМБЕР.1.6	6,4	3	250,0
27	ЦЕНТРАЛЬ.1.10	10,4	3	95,0
28	ЦЕНТРАЛЬ.1.6	6,2	3	450,0
29	ЦЕНТРАЛЬ.2.6	6,2	3	960,0
30	ЭЛЬТИГЕН.1.6	6,3	3	60,0
31	ЭЛЬТИГЕН.2.6	6,3	3	50,0
32	ЭМАЛЬ.3.6	6,1	3	180,0

Замеры по фидерам приняты по данным зимнего замера 2008 г. а недостающие данные (п/ст Камыш-Бурун) приняты по замерам электроэнергии. Для замеров электроэнергии задан условный график нагрузки с номером 1 и коэффициентом заполнения 0,5 (аналогично замерам на трансформаторах). В колонке "Б" признак балансировки установлен всем не нулевым замерам, признак "О" – отключенные фидеры, "Р" – фидеры в резерве.

Таблица фидеров подстанций:

№	Подстанция	Фидер	Б	Т	Р ->	Ng(P->)
1	АЛЬБАТРО.1.10	Альбатрос Ф-19	Б	3	70,0	
2	АЛЬБАТРО.1.10	Альбатрос Ф-6	Б	3	10,0	
3	АЛЬБАТРО.1.10	ГРАВИТАН		3		
4	АЛЬБАТРО.2.10	Альбатрос Ф-26	Б	3	70,0	
5	ВТОРЧЕРМ.1.10	Втормет Ф-1	Б	3	150,0	
6	ВТОРЧЕРМ.1.10	Втормет Ф-11 ВТ МЕТ	Б	3	5,0	
7	ВТОРЧЕРМ.1.10	Втормет Ф-12 К Вост	Б	3	5,0	
8	ВТОРЧЕРМ.1.10	Втормет Ф-17 АТТИК	Б	3	15,0	
9	ВТОРЧЕРМ.2.10	Втормет Ф-10 ВТ Мет	Б	3	20,0	
10	ВТОРЧЕРМ.2.10	Втормет Ф-13	Б	3	10,0	
11	ВТОРЧЕРМ.2.10	Втормет Ф-6	Б	3	120,0	
12	ВТОРЧЕРМ.2.10	Втормет Ф-8	Б	3	50,0	
13	ВТОРЧЕРМ.2.10	Втормет Ф19 К Вост	Б	3	5,0	
14	КАМЫШ-БУ.1.6	Кам Бурун Ф-10	О	5		1
15	КАМЫШ-БУ.1.6	Кам Бурун Ф-26	Б	5	20976,0	1
16	КАМЫШ-БУ.1.6	Кам Бурун Ф-29	Б	5	151260,0	1
17	КАМЫШ-БУ.1.6	Кам Бурун Ф-5 ЦММ	Б	5	8528,0	1
18	КАМЫШ-БУ.2.6	Кам Бурун Ф-14	Б	5	352748,0	1
19	КАМЫШ-БУ.2.6	Кам Бурун Ф-19 ПГУ	Б	5	41840,0	1
20	КАМЫШ-БУ.2.6	Кам Бурун Ф-31	О	5		1
21	КАМЫШ-БУ.2.6	Кам Бурун Ф-34	Б	5	272585,0	1
22	КАМЫШ-БУ.2.6	Кам Бурун Ф-8 ЦММ	О	5		1
23	КАМЫШ-БУ.2.6	Кам Бурун Ф-9	О	5		1
24	КБТЕЦ.1.6	КБ ТЭЦ Ф-12	Б	3	120,0	
25	КБТЕЦ.1.6	КБ ТЭЦ Ф-14	Б	3	80,0	
26	КБТЕЦ.1.6	КБ ТЭЦ Ф-20	Б	3	100,0	
27	КЕРЧЬ.1.6	Керчь Ф-15 ХЛ МОЛ АТП	Б	3	40,0	

28	КЕРЧЬ.1.6	Керчь Ф-18 ХЛЕБ_ПР	Б	3	80,0	
29	КЕРЧЬ.1.6	Керчь Ф-3	Б	3	70,0	
30	КЕРЧЬ.1.6	Керчь Ф-4	Б	3	170,0	
31	КЕРЧЬ.2.6	Керчь Ф-11 ХЛЕБ_ПР	Б	3	5,0	
32	КЕРЧЬ.2.6	Керчь Ф-12 ПЖД	Б	3	30,0	
33	КЕРЧЬ.2.6	Керчь Ф-6 ТМО-1	Б	3	10,0	
34	КЕРЧЬ.2.6	Керчь Ф-7	Б	3	80,0	
35	КЕРЧЬ.2.6	Керчь Ф-9 ППВКХ	Б	3	5,0	
36	КЕРЧЬ.3.6	Керчь Ф-13	Б	3	70,0	
37	КЕРЧЬ.3.6	Керчь Ф-14	Б	3	10,0	
38	КЕРЧЬ.4.6	Керчь Ф-19	Б	3	30,0	
39	КЕРЧЬ.4.6	Керчь Ф-20 ПЖД	Б	3	30,0	
40	МАРАТ.1.6	Марат Ф-24 МКСК	Б	3	5,0	
41	МАРАТ.2.6	Марат Ф-21	Р	3		
42	МАРАТ.2.6	Марат Ф-22 ИТК	Р	3		
43	МАРАТ.2.6	Марат Ф-23 МКСК	Б	3	5,0	
44	МАРАТ.2.6	Марат Ф-28	Б	3	40,0	
45	МАРАТ.2.6	Марат Ф-4	Р	3		
46	МАРАТ.3.6	Марат Ф-10 МКСК	Б	3	5,0	
47	МАРАТ.3.6	Марат Ф-12	Б	3	10,0	
48	МАРАТ.3.6	Марат Ф-19	Б	3	70,0	
49	МАРАТ.3.6	Марат Ф-2	Б	3	120,0	
50	МАРАТ.3.6	Марат Ф-20 ПЖД	Б	3	10,0	
51	МАРАТ.3.6	Марат Ф-6 ИТК	Б	3	10,0	
52	МАРАТ.3.6	Марат Ф-8 РТПЦ	Б	3	10,0	
53	МАРАТ.4.6	Марат Ф-11 МКСК	Б	3	5,0	
54	МАРАТ.4.6	Марат Ф-16	Б	3	70,0	
55	ОЧИСТН.1.6	Очистная Ф-1 ВЧ	Б	3	10,0	
56	ОЧИСТН.1.6	Очистная Ф-5 ППВКХ	Б	3	5,0	
57	ОЧИСТН.1.6	Очистная Ф-7 ППВКХ	О	3	0,0	
58	СОЛНЕЧНА.1.10	Солнечная Ф-3	Б	3	20,0	
59	СОЛНЕЧНА.1.6	Солнечная Ф-34	Б	3	15,0	
60	СОЛНЕЧНА.1.6	Солнечная Ф-35	Б	3	20,0	
61	СОЛНЕЧНА.1.6	Солнечная Ф-36	Б	3	15,0	
62	СОЛНЕЧНА.2.10	Солнечная Ф-23	Б	3	25,0	
63	СОЛНЕЧНА.2.6	Солнечная Ф-44	Б	3	60,0	
64	СОЛНЕЧНА.2.6	Солнечная Ф-45	Б	3	55,0	
65	СОЛНЕЧНА.2.6	Солнечная Ф-47	Б	3	50,0	
66	СОЛЯНАЯ.1.6	Соляная Ф-10	Б	3	30,0	
67	СОЛЯНАЯ.1.6	Соляная Ф-23	Б	3	120,0	
68	СОЛЯНАЯ.1.6	Соляная Ф-4 Порт	Б	3	40,0	
69	СОЛЯНАЯ.1.6	Соляная Ф-5	Б	3	2,0	
70	СОЛЯНАЯ.1.6	Соляная Ф-8	Б	3	80,0	
71	СОЛЯНАЯ.2.6	Соляная Ф-21 Кот_Центральная	Б	3	10,0	
72	СОЛЯНАЯ.2.6	Соляная Ф-15	Б	3	15,0	
73	СОЛЯНАЯ.2.6	Соляная Ф-16	Б	3	50,0	
74	СОЛЯНАЯ.2.6	Соляная Ф-17	Б	3	20,0	
75	СОЛЯНАЯ.2.6	Соляная Ф-18	Б	3	90,0	
76	СОЛЯНАЯ.2.6	Соляная Ф-22	Б	3	20,0	
77	СОЛЯНАЯ.2.6	Соляная Ф-24 Холодильник	Б	3	10,0	
78	СОЛЯНАЯ.2.6	Соляная Ф-3 МРП	Б	3	80,0	
79	СТЕКЛО.2.6	Стекло Ф-10 Порт	Б	3	2,0	
80	СТЕКЛО.2.6	Стекло Ф-23 НС-6	Б	3	10,0	
81	СТЕКЛО.2.6	Стекло Ф-4	Б	3	5,0	
82	СТЕКЛО.2.6	Стекло Ф-8	О	3		
83	СТЕКЛО.2.6	Стекло Ф-9 БОС	Б	3	50,0	
84	СТЕКЛО.3.6	Стекло Ф-19	О	3		
85	СТЕКЛО.3.6	Стекло Ф-16	Б	3	110,0	
86	СТЕКЛО.3.6	Стекло Ф-17	Б	3	60,0	
87	СТЕКЛО.3.6	Стекло Ф-20 БОС	Р	3		
88	СТЕКЛО.3.6	Стекло Ф-25	Б	3	110,0	
89	СТЕКЛО.3.6	Стекло Ф-27	Б	3	40,0	

90	СТЕКЛО.3.6	Стекло Ф-3	Б	3	110,0	
91	СТЕКЛО.3.6	Стекло Ф-6 Порт	Б	3	10,0	
92	СТЕКЛО.3.6	Стекло-7 Порт	Б	3	10,0	
93	СТЕКЛО.4.6	Стекло Ф-22	Б	3	160,0	
94	СТЕКЛО.4.6	Стекло Ф-24	Б	3	130,0	
95	ЦЕЛИМБЕР.1.6	Целимбеная Ф-26	Б	3	60,0	
96	ЦЕЛИМБЕР.1.6	Целимбеная Ф-19 ПЖД	Б	3	10,0	
97	ЦЕЛИМБЕР.1.6	Целимберная Ф-18 ЛРЭС	Б	3	55,0	
98	ЦЕЛИМБЕР.1.6	Целимберная Ф-20 Рыб кол	Б	3	5,0	
99	ЦЕЛИМБЕР.1.6	Целимберная Ф-22	Б	3	40,0	
100	ЦЕЛИМБЕР.1.6	Целимберная Ф-23	Б	3	50,0	
101	ЦЕЛИМБЕР.1.6	Целимберная Ф-25	Б	3	30,0	
102	ЦЕЛИМБЕР.1.6	Целимберная Ф-27	О	3	0,0	
103	ЦЕНТРАЛЬ.1.10	Центр Ф-4 СРЗ	Б	3	30,0	
104	ЦЕНТРАЛЬ.1.10	Центр Ф-5 СРЗ	Б	3	5,0	
105	ЦЕНТРАЛЬ.1.10	Центр Ф-6 СРЗ	Б	3	60,0	
106	ЦЕНТРАЛЬ.1.6	Центр Ф-21 Консоль Гноровска	Б	3	40,0	
107	ЦЕНТРАЛЬ.1.6	Центральная Ф-10 ФРЭС	Б	3	5,0	
108	ЦЕНТРАЛЬ.1.6	Центральная Ф-12	Б	3	130,0	
109	ЦЕНТРАЛЬ.1.6	Центральная Ф-2 Шв ф-ка	Б	3	30,0	
110	ЦЕНТРАЛЬ.1.6	Центральная Ф-24 СРЗ	Б	3	10,0	
111	ЦЕНТРАЛЬ.2.6	Центр Ф-14 Консоль Гноровска	О	3		
112	ЦЕНТРАЛЬ.2.6	Центральная Ф-11 Холодильник	Б	3	20,0	
113	ЦЕНТРАЛЬ.2.6	Центральная Ф-18	Б	3	30,0	
114	ЦЕНТРАЛЬ.2.6	Центральная Ф-19	Б	3	200,0	
115	ЦЕНТРАЛЬ.2.6	Центральная Ф-2 А СРЗ	Б	3	10,0	
116	ЦЕНТРАЛЬ.2.6	Центральная Ф-22	Б	3	170,0	
117	ЦЕНТРАЛЬ.2.6	Центральная Ф-26	Б	3	140,0	
118	ЦЕНТРАЛЬ.2.6	Центральная Ф-28 Порт	Б	3	30,0	
119	ЦЕНТРАЛЬ.2.6	Центральная Ф-30	Б	3	100,0	
120	ЦЕНТРАЛЬ.2.6	Центральная Ф-32	Б	3	140,0	
121	ЦЕНТРАЛЬ.2.6	Центральная Ф-4	Б	3	110,0	
122	ЦЕНТРАЛЬ.2.6	Центральная Ф-6	Б	3	20,0	
123	ЦЕНТРАЛЬ.2.6	Центральная Ф-8	Б	3	15,0	
124	ЦЕНТРАЛЬ.2.6	Центральная Ф-9	Б	3	10,0	
125	ЭЛЬТИГЕН.1.6	Эльтиген Ф-11	Б	3	30,0	
126	ЭЛЬТИГЕН.1.6	Эльтиген Ф-5	Б	3	40,0	
127	ЭЛЬТИГЕН.2.6	Эльтиген Ф-10 ППВКХ	Б	3	10,0	
128	ЭЛЬТИГЕН.2.6	Эльтиген Ф-4	Б	3	30,0	
129	ЭМАЛЬ.3.6	Эмаль Ф-52	Б	3	80,0	
130	ЭМАЛЬ.3.6	Эмаль Ф-55	Б	3	180,0	
131	ЭМАЛЬ.3.6	Эмаль Ф-59		3		
132	ЭМАЛЬ.3.6	Эмаль Ф-70 БРЛС	Б	3	5,0	

### Формирование схемы дает результаты:

[Формирование схемы]

Не задан тр-тор в узле: ТП106А.2  
Не задан тр-тор в узле: ТП108.1  
Не задан тр-тор в узле: ТП117.2  
Не задан тр-тор в узле: ТП140А.2  
Не задан тр-тор в узле: ТП146А.2  
Не задан тр-тор в узле: ТП16.1  
Не задан тр-тор в узле: ТП161.2  
Не задан тр-тор в узле: ТП171.2  
Не задан тр-тор в узле: ТП179.2  
Не задан тр-тор в узле: ТП17Б.2  
Не задан тр-тор в узле: ТП186.2  
Не задан тр-тор в узле: ТП199.2  
Не задан тр-тор в узле: ТП200.2  
Не задан тр-тор в узле: ТП227.1  
Не задан тр-тор в узле: ТП233.2

Не задан тр-тор в узле: ТП245В.2  
Не задан тр-тор в узле: ТП246\_10  
Не задан тр-тор в узле: ТП246\_6  
Не задан тр-тор в узле: ТП267ЛРЭС  
Не задан тр-тор в узле: ТП275.2  
Не задан тр-тор в узле: ТП281В.2  
Не задан тр-тор в узле: ТП288\_10  
Не задан тр-тор в узле: ТП288\_6  
Не задан тр-тор в узле: ТП301.2  
Не задан тр-тор в узле: ТП31.2  
Не задан тр-тор в узле: ТП310.2  
Не задан тр-тор в узле: ТП314.2  
Не задан тр-тор в узле: ТП317.2  
Не задан тр-тор в узле: ТП32.2  
Не задан тр-тор в узле: ТП320.2



Не задан тр-тор в узле: ТП346А.2  
 Не задан тр-тор в узле: ТП407.2  
 Не задан тр-тор в узле: ТП411А.1  
 Не задан тр-тор в узле: ТП430.1  
 Не задан тр-тор в узле: ТП434А.3  
 Не задан тр-тор в узле: ТП438.2  
 Не задан тр-тор в узле: ТП445.2  
 Не задан тр-тор в узле: ТП452.2  
 Не задан тр-тор в узле: ТП453А.2  
 Не задан тр-тор в узле: ТП460.3  
 Не задан тр-тор в узле: ТП461.2  
 Не задан тр-тор в узле: ТП470.2  
 Не задан тр-тор в узле: ТП477.2  
 Не задан тр-тор в узле: ТП488.2

Не задан тр-тор в узле: ТП491В.2  
 Не задан тр-тор в узле: ТП513  
 Не задан тр-тор в узле: ТП55.2  
 Не задан тр-тор в узле: ТП56.1  
 Не задан тр-тор в узле: ТП61ЛРЭС  
 Не задан тр-тор в узле: ТП630А  
 Не задан тр-тор в узле: ТП69А.2  
 Не задан тр-тор в узле: ТП79А.2  
 Не задан тр-тор в узле: ТП83А.2  
 Не задан тр-тор в узле: ТП88.2  
 Не задан тр-тор в узле: ТП91А.2  
 Не задан тр-тор в узле: ТПЛРЭС\_1  
 Не задан тр-тор в узле: ТПЛРЭС\_2  
 Не задан тр-тор в узле: ТПЛРЭС\_3

[Контроль конфигурации]

<<<<< Импорт данных завершен >>>>>

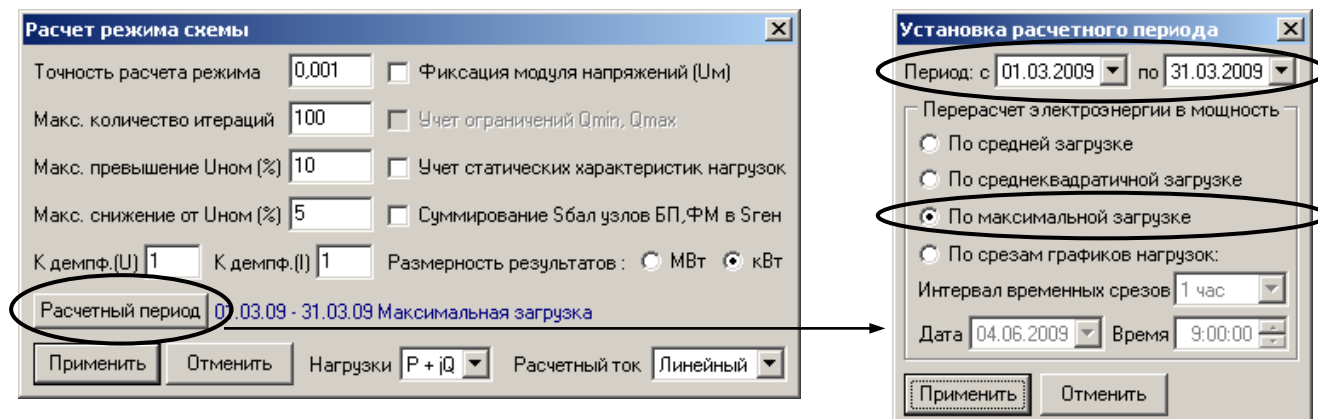
Узлов = 1705

Ветвей = 1880

Узлов БП = 35

В данном случае в основном отсутствуют трансформаторы на вторых секциях шин.

Для расчета режима необходимо установить период и тип перерасчета электроэнергии в мощность – "По максимальной нагрузке":



Результаты расчета режима:

Схема : KER  
 Узлов=1705 Ветвей=1880 Контуров=0 БП=35 ФМ=0

Точность расчета : 0,0001  
 Невязка по напряжению : 0,000080, узел: 46 ТП220А.2  
 Количество итераций : 10, время расчета: 0:00:00

[Превышены допустимые токи линий]

[Превышены допустимые перетоки мощности в трансформаторах]

[В схеме занижены напряжения узлов]

Потребление	:	72581.401 кВт	54436.051 кВАр
Генерация	:	0.000 кВт	0.000 кВАр
Балансная мощность	:	-76023.867 кВт	-63341.904 кВАр
<b>Потери в схеме</b>	:	<b>3442.474 кВт</b>	<b>8905.861 кВАр</b>
Нагрузочные потери	:	2664.753 кВт	3670.342 кВАр
от актив.перетоков:	:	1610.411 кВт	
от реакт.перетоков:	:	1054.342 кВт	
Потери холост.хода	:	777.721 кВт	5235.518 кВАр

шунтирующие реакт.:	0.000 кВт	0.000 кВАр
конденсатор. уст.:	0.000 кВт	0.000 кВАр
Небаланс в схеме:	-0.009 кВт	-0.007 кВАр

Суммарные потери составили **3442** кВт. По результатам расчета перегружены 20 трансформаторов и 3 линии. Для всех трансформаторов загруженных на 90% и более уберем номер графика нагрузки в таблице трансформаторов ТП, РП:

№	Начало	Конец	Нтр	Марка тр-ра	Сфакт	Сном	S%
1	ТП135	ТП135.Т1.04	Т1	ТМ-100/6/0.4	190,2	100	190,2
2	ТП45.2	ТП45.Т2.04	Т2	ТМ-100/6/0.4	187,8	100	187,8
3	ТП45.1	ТП45.Т1.04	Т1	ТМ-100/6/0.4	187,2	100	187,2
4	ТП83А.1	ТП83А.Т1.04	Т1	ТМ-630/6/0.4	1042,6	630	165,5
5	ТП402А.1	ТП402А.Т1.04	Т1	ТМ-250/6/0.4	339,2	250	135,7
6	ТП402А.2	ТП402А.Т2.04	Т2	ТМ-250/6/0.4	339,2	250	135,7
7	РП19А.2	РП19А.Т2.04	Т2	ТМ-630/6/0.4	802,3	630	127,4
8	РП19А.1	РП19А.Т1.04	Т1	ТМ-630/6/0.4	798,6	630	126,8
9	ТП479А	ТП479А.Т1.04	Т1	ТМ-250/6/0.4	298,6	250	119,5
10	ТП96	ТП96.Т1.04	Т1	ТМ-315/6/0.4	371,1	315	117,8
11	ТП228	ТП228.Т1.04	Т1	ТМ-400/6/0.4	437,3	400	109,3
12	РП24.1	РП24.Т1.04	Т1	ТМ-630/6/0.4	681,6	630	108,2
13	РП24.2	РП24.Т2.04	Т2	ТМ-400/6/0.4	429,2	400	107,3
14	ТП21	ТП21.Т1.04	Т1	ТМ-100/6/0.4	105,3	100	105,3
15	ТП247	ТП247.Т1.04	Т1	ТМ-160/6/0.4	168,4	160	105,3
16	ТП298.1	ТП298.Т1.04	Т1	ТМ-400/6/0.4	414,5	400	103,6
17	ТП298.2	ТП298.Т2.04	Т2	ТМ-400/6/0.4	413,9	400	103,5
18	ТП2.1	ТП2.Т1.04	Т1	ТМ-250/6/0.4	251,4	250	100,6
19	ТП2.2	ТП2.Т2.04	Т2	ТМ-315/6/0.4	315,5	315	100,2
20	ТП240	ТП240.Т1.04	Т1	ТМ-400/6/0.4	399,6	400	99,9
21	ТП291А	ТП291А.Т1.04	Т1	ТМ-630/6/0.4	620,7	630	98,5
22	ТП10	ТП10.Т1.04	Т1	ТМ-400/6/0.4	393,1	400	98,3
23	ТП450.2	ТП450.Т2.04	Т2	ТМ-400/10/0.4	391,2	400	97,8
24	ТП450.1	ТП450.Т1.04	Т1	ТМ-400/10/0.4	391,0	400	97,8
25	ТП150	ТП150.Т1.04	Т1	ТМ-160/6/0.4	155,3	160	97,1
26	ТП475.2	ТП475.Т2.04	Т2	ТМ-250/10/0.4	240,9	250	96,3
27	ТП475.1	ТП475.Т1.04	Т1	ТМ-160/10/0.4	152,1	160	95,1
28	ТП289.1	ТП289.Т1.04	Т1	ТМ-400/10/0.4	375,7	400	93,9
29	ТП289.2	ТП289.Т2.04	Т2	ТМ-400/10/0.4	375,7	400	93,9
30	ТП202А	ТП202А.Т1.04	Т1	ТМ-315/6/0.4	294,7	315	93,6
31	ТП202А	ТП202А.Т2.04	Т2	ТМ-315/6/0.4	294,7	315	93,6
32	ТП239.1	ТП239.Т1.04	Т1	ТМ-400/6/0.4	373,3	400	93,3
33	ТП239.2	ТП239.Т2.04	Т2	ТМ-400/6/0.4	373,3	400	93,3
34	РП9.2	РП9.2.6		ТМ-2500/10/6.3	2332,9	2500	93,3
35	ТП307	ТП307.Т1.04	Т1	ТМ-315/6/0.4	293,9	315	93,3
36	ТП186.1	ТП186.Т1.04	Т1	ТМ-180/6/0.4	167,0	180	92,8
37	ТП168А.1	ТП168А.Т1.04	Т1	ТМ-100/6/0.4	91,0	100	91,0
38	ТП168А.2	ТП168А.Т2.04	Т2	ТМ-160/6/0.4	145,3	160	90,8

При этом их нагрузка будет считаться по среднему ( $P_{ср} = WP / T$ ). После формирования схемы в "Базе РЭС" и расчета режима в "Z-режим" перегрузов трансформаторов нет. Три перегруженные линии находятся на фидере СТЕКЛЮ Ф-22. Расчетный переток по фидеру равен 274 А, заданный – 160 А, поэтому после балансировки нагрузок перегрузы по линиям должны устраниться.

Выполним балансировку нагрузок по заданным перетокам на фидерах – меню "Режим" → "Балансировка схемы". Первый проход делаем без сохранения сбалансированных нагрузок.

Балансировка выдает сообщение "Небаланс нагрузок". В нижней части окна выдаются результаты балансировки. Перегруз по линиям устранился, однако снова появились перегрузы по трансформаторам. Для устранения перегрузов нужно убрать признак балансировки по их питающим фидерам (признак "Б" в таблице фидеров подстанций). Выполним анализ начальных

и заданных перетоков, отметим наиболее недостоверные или несовпадающие перетоки жирным шрифтом, а также те, которые вызывают перегруз трансформаторов:

	Нач. переток		Зад. переток		Рез. переток	
<b>АЛЬБАТРО.1.10 - АЛЬБАТРОС Ф-19</b>	<b>30,8</b>	->	<b>70,0</b>	->	<b>70,0 А</b>	
<b>АЛЬБАТРО.1.10 - АЛЬБАТРОС Ф-6</b>	<b>1,0</b>	->	<b>10,0</b>	->	<b>10,0 А</b>	
АЛЬБАТРО.2.10 - АЛЬБАТРОС Ф-26	60,4	->	70,0	->	70,0 А	
ВТОРЧЕРМ.1.10 - ВТОРМЕТ Ф-1	138,7	->	150,0	->	150,0 А	
ВТОРЧЕРМ.1.10 - ВТОРМЕТ Ф-11 ВТ_МЕТ	1,1	->	5,0	->	5,0 А	
<b>ВТОРЧЕРМ.1.10 - ВТОРМЕТ Ф-12 К_ВОСТ</b>	<b>0,4</b>	->	<b>5,0</b>	->	<b>0,4 А - небаланс</b>	
ВТОРЧЕРМ.1.10 - ВТОРМЕТ Ф-17 АТТИК	11,5	->	15,0	->	15,0 А	
ВТОРЧЕРМ.2.10 - ВТОРМЕТ Ф-10 ВТ_МЕТ	1,1	->	20,0	->	20,0 А	
ВТОРЧЕРМ.2.10 - ВТОРМЕТ Ф-13	5,7	->	10,0	->	10,0 А	
<b>ВТОРЧЕРМ.2.10 - ВТОРМЕТ Ф-6</b>	<b>47,7</b>	->	<b>120,0</b>	->	<b>120,0 А</b>	
ВТОРЧЕРМ.2.10 - ВТОРМЕТ Ф-8	78,7	->	50,0	->	50,0 А	
<b>ВТОРЧЕРМ.2.10 - ВТОРМЕТ Ф19 К_ВОСТ</b>	<b>65,2</b>	->	<b>5,0</b>	->	<b>5,0 А</b>	
КАМЫШ-БУ.1.6 - КАМ_БУРУН Ф-26	52,7 + j 44,9	->	56,4 + j 42,3	->	56,4 + j 42,3 кВА	
КАМЫШ-БУ.1.6 - КАМ_БУРУН Ф-29	334,9 + j 271,4	->	406,6 + j 305,0	->	406,6 + j 305,0 кВА	
<b>КАМЫШ-БУ.1.6 - КАМ_БУРУН Ф-5 ЦММ</b>	<b>205,6 + j 181,5</b>	->	<b>22,9 + j 17,2</b>	->	<b>22,4 + j 27,8 кВА</b>	
<b>- небаланс</b>						
КАМЫШ-БУ.2.6 - КАМ_БУРУН Ф-14	1151,7 + j 944,9	->	948,2 + j 711,2	->	948,2 + j 711,2 кВА	
КАМЫШ-БУ.2.6 - КАМ_БУРУН Ф-19 ПТУ	159,9 + j 125,4	->	112,5 + j 84,4	->	112,5 + j 84,4 кВА	
КАМЫШ-БУ.2.6 - КАМ_БУРУН Ф-34	1174,3 + j 932,2	->	732,8 + j 549,6	->	732,8 + j 549,6 кВА	
КВТЕЦ.1.6 - КВ_ТЭЦ Ф-12	173,0	->	120,0	->	120,0 А	
КВТЕЦ.1.6 - КВ_ТЭЦ Ф-14	110,4	->	80,0	->	80,0 А	
КВТЕЦ.1.6 - КВ_ТЭЦ Ф-20	103,2	->	100,0	->	100,0 А	
КЕРЧЬ.1.6 - КЕРЧЬ Ф-15 ХЛ_МОЛ_АТП	43,0	->	40,0	->	40,0 А	
<b>КЕРЧЬ.1.6 - КЕРЧЬ Ф-18 ХЛЕБ_ПР</b>	<b>0,4</b>	->	<b>80,0</b>	->	<b>0,4 А - небаланс</b>	
КЕРЧЬ.1.6 - КЕРЧЬ Ф-3	96,1	->	70,0	->	70,0 А	
КЕРЧЬ.1.6 - КЕРЧЬ Ф-4	138,7	->	170,0	->	170,0 А	
<b>КЕРЧЬ.2.6 - КЕРЧЬ Ф-11 ХЛЕБ_ПР</b>	<b>162,3</b>	->	<b>5,0</b>	->	<b>11,0 А - небаланс</b>	
<b>КЕРЧЬ.2.6 - КЕРЧЬ Ф-12 ПЖД</b>	<b>94,2</b>	->	<b>30,0</b>	->	<b>30,0 А</b>	
КЕРЧЬ.2.6 - КЕРЧЬ Ф-6 ТМО-1	21,2	->	10,0	->	10,0 А	
КЕРЧЬ.2.6 - КЕРЧЬ Ф-7	102,9	->	80,0	->	80,0 А	
<b>КЕРЧЬ.2.6 - КЕРЧЬ Ф-9 ППВКХ</b>	<b>53,0</b>	->	<b>5,0</b>	->	<b>5,5 А - небаланс</b>	
КЕРЧЬ.3.6 - КЕРЧЬ Ф-13	85,1	->	70,0	->	70,0 А	
КЕРЧЬ.3.6 - КЕРЧЬ Ф-14	6,8	->	10,0	->	10,0 А	
<b>КЕРЧЬ.4.6 - КЕРЧЬ Ф-19</b>	<b>113,9</b>	->	<b>30,0</b>	->	<b>30,0 А</b>	
<b>КЕРЧЬ.4.6 - КЕРЧЬ Ф-20 ПЖД</b>	<b>148,1</b>	->	<b>30,0</b>	->	<b>30,0 А</b>	
<b>МАРАТ.1.6 - МАРАТ Ф-24 МКСК</b>	<b>104,8</b>	->	<b>5,0</b>	->	<b>8,5 А - небаланс</b>	
<b>МАРАТ.2.6 - МАРАТ Ф-23 МКСК</b>	<b>104,8</b>	->	<b>5,0</b>	->	<b>8,5 А - небаланс</b>	
МАРАТ.2.6 - МАРАТ Ф-28	47,3	->	40,0	->	40,0 А	
<b>МАРАТ.3.6 - МАРАТ Ф-10 МКСК</b>	<b>87,3</b>	->	<b>5,0</b>	->	<b>7,1 А - небаланс</b>	
МАРАТ.3.6 - МАРАТ Ф-12	30,2	->	10,0	->	10,0 А	
МАРАТ.3.6 - МАРАТ Ф-19	49,6	->	70,0	->	70,0 А	
МАРАТ.3.6 - МАРАТ Ф-2	122,8	->	120,0	->	120,0 А	
<b>МАРАТ.3.6 - МАРАТ Ф-20 ПЖД</b>	<b>4,1</b>	->	<b>10,0</b>	->	<b>10,0 А</b>	
МАРАТ.3.6 - МАРАТ Ф-6 ИТК	33,2	->	10,0	->	10,0 А	
МАРАТ.3.6 - МАРАТ Ф-8 РТПЦ	7,9	->	10,0	->	10,0 А	
<b>МАРАТ.4.6 - МАРАТ Ф-11 МКСК</b>	<b>87,3</b>	->	<b>5,0</b>	->	<b>7,1 А - небаланс</b>	
МАРАТ.4.6 - МАРАТ Ф-16	60,5	->	70,0	->	70,0 А	
ОЧИСТН.1.6 - ОЧИСТНАЯ Ф-1 ВЧ	22,5	->	10,0	->	10,0 А	
<b>ОЧИСТН.1.6 - ОЧИСТНАЯ Ф-5 ППВКХ</b>	<b>45,7</b>	->	<b>5,0</b>	->	<b>9,4 А - небаланс</b>	
СОЛНЕЧНА.1.10 - СОЛНЕЧНАЯ Ф-3	21,0	->	20,0	->	20,0 А	
<b>СОЛНЕЧНА.1.6 - СОЛНЕЧНАЯ Ф-34</b>	<b>115,6</b>	->	<b>15,0</b>	->	<b>15,0 А</b>	
<b>СОЛНЕЧНА.1.6 - СОЛНЕЧНАЯ Ф-35</b>	<b>83,1</b>	->	<b>20,0</b>	->	<b>20,0 А</b>	
<b>СОЛНЕЧНА.1.6 - СОЛНЕЧНАЯ Ф-36</b>	<b>63,9</b>	->	<b>15,0</b>	->	<b>15,0 А</b>	
СОЛНЕЧНА.2.10 - СОЛНЕЧНАЯ Ф-23	25,4	->	25,0	->	25,0 А	
СОЛНЕЧНА.2.6 - СОЛНЕЧНАЯ Ф-44	67,3	->	60,0	->	60,0 А	
СОЛНЕЧНА.2.6 - СОЛНЕЧНАЯ Ф-45	47,1	->	55,0	->	55,0 А	
СОЛНЕЧНА.2.6 - СОЛНЕЧНАЯ Ф-47	84,4	->	50,0	->	50,0 А	
СОЛЯНАЯ.1.6 - СОЛЯНАЯ Ф-10	34,6	->	30,0	->	30,0 А	
<b>СОЛЯНАЯ.1.6 - СОЛЯНАЯ Ф-23</b>	<b>61,6</b>	->	<b>120,0</b>	->	<b>120,0 А</b>	
<b>СОЛЯНАЯ.1.6 - СОЛЯНАЯ Ф-4 ПОРТ</b>	<b>107,8</b>	->	<b>40,0</b>	->	<b>40,0 А</b>	
<b>СОЛЯНАЯ.1.6 - СОЛЯНАЯ Ф-5</b>	<b>12,6</b>	->	<b>2,0</b>	->	<b>2,3 А - небаланс</b>	
СОЛЯНАЯ.1.6 - СОЛЯНАЯ Ф-8	98,5	->	80,0	->	80,0 А	
СОЛЯНАЯ.2.6 - СОЛЯНАЯ Ф-21 КОТ_ЦЕНТРАЛЬНАЯ	42,6	->	10,0	->	10,0 А	
СОЛЯНАЯ.2.6 - СОЛЯНАЯ Ф-15	27,8	->	15,0	->	15,0 А	
СОЛЯНАЯ.2.6 - СОЛЯНАЯ Ф-16	92,5	->	50,0	->	50,0 А	
СОЛЯНАЯ.2.6 - СОЛЯНАЯ Ф-17	9,3	->	20,0	->	20,0 А	
СОЛЯНАЯ.2.6 - СОЛЯНАЯ Ф-18	69,0	->	90,0	->	90,0 А	
<b>СОЛЯНАЯ.2.6 - СОЛЯНАЯ Ф-22</b>	<b>124,6</b>	->	<b>20,0</b>	->	<b>20,0 А</b>	
СОЛЯНАЯ.2.6 - СОЛЯНАЯ Ф-24 ХОЛОДИЛЬНИК	15,5	->	10,0	->	10,0 А	
СОЛЯНАЯ.2.6 - СОЛЯНАЯ Ф-3 МРП	79,3	->	80,0	->	80,0 А	
<b>СТЕКЛО.2.6 - СТЕКЛО Ф-10 ПОРТ</b>	<b>94,8</b>	->	<b>2,0</b>	->	<b>6,9 А - небаланс</b>	
СТЕКЛО.2.6 - СТЕКЛО Ф-23 НС-6	31,0	->	10,0	->	10,0 А	
СТЕКЛО.2.6 - СТЕКЛО Ф-4	6,9	->	5,0	->	5,0 А	
СТЕКЛО.2.6 - СТЕКЛО Ф-9 ВОС	41,5	->	50,0	->	50,0 А	
СТЕКЛО.3.6 - СТЕКЛО Ф-16	206,8	->	110,0	->	110,0 А	

СТЕКЛО.3.6 - СТЕКЛО Ф-17	50,4	-> 60,0	-> 60,0 А
СТЕКЛО.3.6 - СТЕКЛО Ф-25	96,5	-> 110,0	-> 110,0 А
СТЕКЛО.3.6 - СТЕКЛО Ф-27	33,7	-> 40,0	-> 40,0 А
СТЕКЛО.3.6 - СТЕКЛО Ф-3	95,0	-> 110,0	-> 110,0 А
<b>СТЕКЛО.3.6 - СТЕКЛО Ф-6 ПОРТ</b>	<b>101,7</b>	<b>-&gt; 10,0</b>	<b>-&gt; 10,0 А</b>
<b>СТЕКЛО.3.6 - СТЕКЛО-7 ПОРТ</b>	<b>0,1</b>	<b>-&gt; 10,0</b>	<b>-&gt; 0,1 А - небаланс</b>
СТЕКЛО.4.6 - СТЕКЛО Ф-22	273,6	-> 160,0	-> 160,0 А
<b>СТЕКЛО.4.6 - СТЕКЛО Ф-24</b>	<b>62,2</b>	<b>-&gt; 130,0</b>	<b>-&gt; 130,0 А</b>
ЦЕЛИМБЕР.1.6 - ЦЕЛИМБЕРНАЯ Ф-26	52,4	-> 60,0	-> 60,0 А
ЦЕЛИМБЕР.1.6 - ЦЕЛИМБЕРНАЯ Ф-19 ПЖД	6,8	-> 10,0	-> 10,0 А
<b>ЦЕЛИМБЕР.1.6 - ЦЕЛИМБЕРНАЯ Ф-18 ЛРЭС</b>	<b>10,3</b>	<b>-&gt; 55,0</b>	<b>-&gt; 55,0 А</b>
ЦЕЛИМБЕР.1.6 - ЦЕЛИМБЕРНАЯ Ф-20 РЫБ_КОЛ	11,3	-> 5,0	-> 5,0 А
ЦЕЛИМБЕР.1.6 - ЦЕЛИМБЕРНАЯ Ф-22	58,8	-> 40,0	-> 40,0 А
ЦЕЛИМБЕР.1.6 - ЦЕЛИМБЕРНАЯ Ф-23	35,5	-> 50,0	-> 50,0 А
ЦЕЛИМБЕР.1.6 - ЦЕЛИМБЕРНАЯ Ф-25	23,3	-> 30,0	-> 30,0 А
<b>ЦЕНТРАЛЬ.1.10 - ЦЕНТР Ф-4 СРЗ</b>	<b>4,4</b>	<b>-&gt; 30,0</b>	<b>-&gt; 30,0 А</b>
<b>ЦЕНТРАЛЬ.1.10 - ЦЕНТР Ф-5 СРЗ</b>	<b>40,5</b>	<b>-&gt; 5,0</b>	<b>-&gt; 5,0 А</b>
<b>ЦЕНТРАЛЬ.1.10 - ЦЕНТР Ф-6 СРЗ</b>	<b>28,9</b>	<b>-&gt; 60,0</b>	<b>-&gt; 60,0 А</b>
ЦЕНТРАЛЬ.1.6 - ЦЕНТР Ф-21 КОНСОЛЬ ГНОРОВСКА	85,0	-> 40,0	-> 40,0 А
ЦЕНТРАЛЬ.1.6 - ЦЕНТРАЛЬНАЯ Ф-10 ФРЭШ	14,2	-> 5,0	-> 5,0 А
ЦЕНТРАЛЬ.1.6 - ЦЕНТРАЛЬНАЯ Ф-12	157,6	-> 130,0	-> 130,0 А
ЦЕНТРАЛЬ.1.6 - ЦЕНТРАЛЬНАЯ Ф-2 ШВ_Ф-КА	29,0	-> 30,0	-> 30,0 А
<b>ЦЕНТРАЛЬ.1.6 - ЦЕНТРАЛЬНАЯ Ф-24 СРЗ</b>	<b>96,8</b>	<b>-&gt; 10,0</b>	<b>-&gt; 21,7 А - небаланс</b>
ЦЕНТРАЛЬ.2.6 - ЦЕНТРАЛЬНАЯ Ф-11 ХОЛОДИЛЬНИК	36,9	-> 20,0	-> 20,0 А
ЦЕНТРАЛЬ.2.6 - ЦЕНТРАЛЬНАЯ Ф-18	21,0	-> 30,0	-> 30,0 А
<b>ЦЕНТРАЛЬ.2.6 - ЦЕНТРАЛЬНАЯ Ф-19</b>	<b>94,4</b>	<b>-&gt; 200,0</b>	<b>-&gt; 200,0 А</b>
<b>ЦЕНТРАЛЬ.2.6 - ЦЕНТРАЛЬНАЯ Ф-2 А СРЗ</b>	<b>0,6</b>	<b>-&gt; 10,0</b>	<b>-&gt; 0,6 А - небаланс</b>
ЦЕНТРАЛЬ.2.6 - ЦЕНТРАЛЬНАЯ Ф-22	259,2	-> 170,0	-> 170,0 А
ЦЕНТРАЛЬ.2.6 - ЦЕНТРАЛЬНАЯ Ф-26	147,4	-> 140,0	-> 140,0 А
ЦЕНТРАЛЬ.2.6 - ЦЕНТРАЛЬНАЯ Ф-28 ПОРТ	15,7	-> 30,0	-> 30,0 А
ЦЕНТРАЛЬ.2.6 - ЦЕНТРАЛЬНАЯ Ф-30	166,5	-> 100,0	-> 100,0 А
ЦЕНТРАЛЬ.2.6 - ЦЕНТРАЛЬНАЯ Ф-32	129,3	-> 140,0	-> 140,0 А
ЦЕНТРАЛЬ.2.6 - ЦЕНТРАЛЬНАЯ Ф-4	126,6	-> 110,0	-> 110,0 А
ЦЕНТРАЛЬ.2.6 - ЦЕНТРАЛЬНАЯ Ф-6	82,9	-> 20,0	-> 20,1 А
ЦЕНТРАЛЬ.2.6 - ЦЕНТРАЛЬНАЯ Ф-8	4,9	-> 15,0	-> 15,0 А
<b>ЦЕНТРАЛЬ.2.6 - ЦЕНТРАЛЬНАЯ Ф-9</b>	<b>186,3</b>	<b>-&gt; 10,0</b>	<b>-&gt; 11,2 А - небаланс</b>
<b>ЭЛЬТИГЕН.1.6 - ЭЛЬТИГЕН Ф-11</b>	<b>16,4</b>	<b>-&gt; 30,0</b>	<b>-&gt; 30,0 А</b>
<b>ЭЛЬТИГЕН.1.6 - ЭЛЬТИГЕН Ф-5</b>	<b>159,4</b>	<b>-&gt; 40,0</b>	<b>-&gt; 40,0 А</b>
ЭЛЬТИГЕН.2.6 - ЭЛЬТИГЕН Ф-10 ППВКХ	15,5	-> 10,0	-> 10,0 А
ЭЛЬТИГЕН.2.6 - ЭЛЬТИГЕН Ф-4	33,4	-> 30,0	-> 30,0 А
ЭМАЛЬ.3.6 - ЭМАЛЬ Ф-52	69,9	-> 80,0	-> 80,0 А
ЭМАЛЬ.3.6 - ЭМАЛЬ Ф-55	202,5	-> 180,0	-> 180,0 А
ЭМАЛЬ.3.6 - ЭМАЛЬ Ф-70 БРЛС	20,4	-> 5,0	-> 5,0 А

После снятия признаков балансировки для выделенных жирным шрифтом фидеров имеем 3 перегруза (ТП156, ТП138, ТП191). Отметим низкие напряжения по фидеру СЕТКЛО Ф-22. Потери в схеме составляют **2383** кВт. Перед оптимизацией нужно выполнить балансировку с флагом "**Сохранение сбалансированных нагрузок**".

Для оптимизации разрывов выбираем меню "Оптимизация" → "Места разрывов". В окне оптимизации, нажимаем кнопку "Настройки" и устанавливаем флаги аналогично Симферопольскому РЭС. Нажимаем кнопку "Старт", по завершении оптимизации имеем результаты:

**Оптимизация = 374,0 кВт**

**Список оптимизированных разрывов:**

1. ТП246_6 х - ТП246_10	==>	ТП437.1 х - ТП246.1	154,2 кВт
2. ТП288_6 х - ТП288.2	==>	ТП452.2 х - ТП36.1	8,4 кВт
3. ТП29 х - ТП167	==>	РП6.2 х - ТП191	49,4 кВт
4. ТП319 х - ТП125А	==>	ТП306.1 х - ТП306.2	41,0 кВт
5. ТПЛРЭС_1 х - ТП131	==>	ТП130 х - отп7_1	29,1 кВт
6. ТП7.2 х - ТП7.1	==>	РП4.2 х - РП21.1	23,4 кВт
7. ТП83А.2 х - ТП83А.1	==>	ТП79А.1 х - ТП272А.1	12,8 кВт
8. ТП376 х - ТП316.1	==>	ТП360.1 х - ТП360.2	5,2 кВт
9. ТП64.1 х - ТП64.2	==>	ТП410.1 х - ТП410.2	8,6 кВт
10. ФИДЕРНАЯ.2 х - КАМ БУРУН Ф-31	==>	КБТЕЦ.1.6 х - КБ ТЭЦ Ф-20	8,5 кВт
11. ТП407.2 х - отп61_1	==>	ТП152 х - отп61_1	6,5 кВт
12. ТП223 х - КАМ БУРУН Ф-9	==>	ТП223 х - отп33_1	5,9 кВт
13. ТП260.1 х - ТП254.2	==>	ТП298.1 х - ТП454.1	5,3 кВт
14. ТП61ЛРЭС х - ТП280А.1	==>	ТП19 х - отп20_1	5,3 кВт
15. ТП351.2 х - ТП356.2	==>	ТП355 х - ТП351.1	5,3 кВт
16. ТП139.2 х - РП13А.2	==>	ТП139.1 х - ТП139.2	5,1 кВт

Суммарный эффект от оптимизации составил 374 кВт (15.7% от исходных потерь 3020 кВт). Большую часть экономии дает 1-й пункт. Принимать в расчет 5-й и 14-й пункты нельзя, так как нет кодировки Ленинского РЭС.

Для практических выводов по оптимизации нужно выполнить измерения по выбранному составу разрывов и провести заново оптимизацию.

#### **8.4. Краснопереконский РЭС**

Данные таблиц линий 10(6) кВ и трансформаторов ТП, РП приняты на основе базы комплекса КВАРЭС. В составе сети имеется оборудование классом напряжения 6 и 10 кВ. Фрагмент таблицы **линий 10(6) кВ** приведен ниже:

п	Ун	Начало	Конец	к	Параметры линий	Ком.ап.нач.	Ком.ап.кон.
П	10	БРАТСКАЯ.1.10	Брат Ф1				
П	10	БРАТСКАЯ.2.10	Брат Ф2				
П	10	БРАТСКАЯ.1.10	Брат Ф3				
П	10	БРАТСКАЯ.2.10	Брат Ф4				
П	10	БРАТСКАЯ.1.10	Брат Ф5				
П	10	БРАТСКАЯ.2.10	Брат Ф6				
	10	Брат Ф1	1		1260*А-70+1807*АС-35		-
+	10	1	КТП341		500*АС-50	-	-
+	10	1	2		623*АС-35+3908*АПС-50	-	-
+	10	2	3		450*АС-50	-	-
+	10	3	КТП144		1160*АС-35	-	-
+	10	3	КТП573		240*АС-50	-	-
+	10	2	КТП357		790*АС-50	-	-
	10	КТП357	1		180*АпС-50		-
+	10	1	КТП145		230*АпС-50+200*АС-50	-	-
+	10	1	КТП146		100*АпС-50	-	-
	10	Брат Ф2	1		1200*АС-50+1845*АС-35		-
+	10	1	КТП524		75*АС-35	-	-
+	10	1	2		1160*АС-35	-	-
+	10	2	КТП136		700*АС-25	-	-
+	10	2	3		830*АС-35	-	-
+	10	3	КТП516		10*АС-35	-	-
+	10	3	ЗТП510		1820*АС-35	-	-
	10	ЗТП510	1		510*АС-35		-
+	10	1	КТП283		10*АС-35	-	-
+	10	1	2		290*АС-50	-	-
+	10	2	КТП148		10*АС-35	-	-
+	10	2	ЗТП585		170*АС-50	-	-
	10	ЗТП585	1		110*АС-50		-
+	10	1	2		1200*АС-50+1990*АпС-50	-	-
+	10	2	КТП131		1100*АПС-50	-	-
+	10	2	КТП132		220*АПС-50	-	-
+	10	2	3		436*АПС-50	-	-
+	10	3	КТП581		10*АПС-50	-	-
+	10	3	КТП542		710*АпС-50+542*АпС-50	-	-
+	10	1	ЗТП147		260*АС-35+150*АС-50	-	-
	10	ЗТП147	1		100*АС-50		-
+	10	1	КТП284		10*АС-50	-	-
+	10	1	2		340*АС-50	-	-
+	10	2	КТП525		185*АС-50	-	-
+	10	2	КТП124		270*АС-50	-	-
	10	Брат Ф3	КТП126		760*АС-50		
	10	Брат Ф4	1		1400*АС-35		-
+	10	1	КТП384		10*АС-35	-	-

+	10	1	2		450*AC-35	-	-
+	10	2	ЗТП139	К	680*AC-35	-	-
+	10	2	3		4820*AC-35	-	-
+	10	3	КТП253		10*AC-35	-	-
+	10	3	4		260*AC-50	-	-
+	10	4	КТП529		770*AC-35	-	-
+	10	4	5		260*AC-50	-	-
+	10	5	КТП536		586*AC-50	-	-
+	10	5	6		10*AC-35	-	-
+	10	6	КТП326		250*AC-35	-	-
+	10	6	7		190*AC-35	-	-
+	10	7	КТП252		455*AC-25	-	-
+	10	7	8		860*AC-50	-	-
+	10	8	КТП149		320*AC-50	-	-
+	10	8	ЗТП332	К	860*AC-50	-	-
+	10	4	9		900*AC-50	-	-
+	10	9	КТП255		150*AC-35	-	-
+	10	9	10		757*AC-35	-	-
+	10	10	КТП520		100*AC-35	-	-
+	10	10	КТП540		60*AC-35	-	-
	10	Брат Ф5	1		1058*AC-50		-
+	10	1	КТП75		10*AC-50	-	-
+	10	1	2		320*AC-50	-	-
+	10	2	ЗТП139	К	540*AC-50	-	-
	10	Брат Ф6	1		1260*AC-50		-
+	10	1	КТП535		10*AC-35	-	-
+	10	1	КТП310		670*AC-35	-	-
+	10	1	2		770*AC-50+930*AC-50	-	-
+	10	2	КТП544		10*AC-50	-	-
+	10	2	3		488*AC-35	-	-
+	10	3	КТП140		380*AC-50	-	-
+	10	3	4		177*AC-35+630*AC-50	-	-
+	10	4	КТП493		10*AC-50	-	-
+	10	4	КТП237		450*AC-50	-	-
+	10	4	5		440*AC-35	-	-
+	10	5	ЗТП445		10*AC-35	-	-
+	10	5	6		530*AC-50	-	-
+	10	6	КТП590		140*AC-50	-	-
+	10	4	ЗТП138		150*AC-50	-	-
+	10	4	7		250*AC-50	-	-
+	10	7	ЗТП139		247*AC-50	-	-
	10	ЗТП139	1		1380*AC-50		-
+	10	1	КТП141		10*AC-50	-	-
+	10	1	2		1750*AC-50	-	-
+	10	2	КТП295		10*AC-50	-	-
+	10	2	3		2220*AC-50	-	-
+	10	3	КТП308		650*AC-25	-	-
+	10	3	4		320*AC-50	-	-
+	10	4	КТП356		130*AC-50	-	-
+	10	4	5		560*AC-50	-	-
+	10	5	КТП143		5880*AC-50	-	-
+	10	5	6		910*AC-35	-	-
+	10	6	КТП142		10*AC-35	-	-
+	10	6	КТП359		455*AC-25	-	-

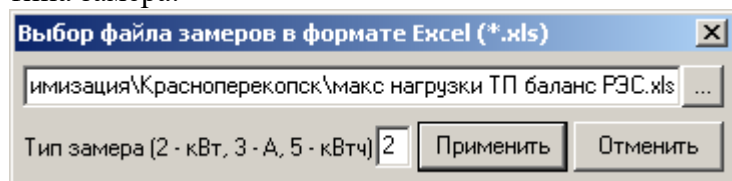
Фрагменты линий с отпайками сопровождаются символами "+" в колонке "п" (признак). В сети преобладают воздушные линии. В колонках "Ком.ап.нач." и "Ком.ап.кон." заданы признаки "-" для мест отсутствия коммутационных аппаратов (в данном случае для отпайек).

В таблицу **трансформаторов ТП, РП** закачаны замеры активной мощности из файла \*.XLS. Для двух и более трансформаторных ТП показания разносятся на все трансформаторы

пропорционально их мощности. В файле \*.XLS названия ТП могут не совпадать с названиями в таблице трансформаторов – программа все равно отбрасывает префиксы (ТП, КТП, ЗТП) и ищет соответствие по номеру ТП, но названия РП должны полностью соответствовать друг другу, поэтому в файле \*.XLS исправлены названия ЦРП-1, ЦРП-3, ЦРП-5 и др. на ЦРП1, ЦРП3, ЦРП5 (без дефиса). В колонке "Sном" файла \*.XLS задана суммарная мощность трансформаторов ТП – в этом случае выполняется контроль соответствия мощностей ТП. Если замер на ТП не указан, то он игнорируется. Фрагмент файла замеров \*.XLS показан ниже:

ТП,РП	S ном	кВт							
			КТП-49	100	47,6		КТП-124	100	47,1
КТП-1	400	223	КТП-51	100		ЗТП-125	400	245,4	
КТП-2	400	201,8	КТП-52	100	49,8	КТП-126	63	42	
ЗТП-3	315	148,5	ЗТП-53	63	32,3	КТП-127	1000	421	
ЗТП-4	945	421,1	КТП-54	63	35,95	КТП-128	63	44,3	
ЗТП-5	500	70	КТП-55	63	28	КТП-129	20	9	
КТП-6	250	158	КТП-56	250	115,4	КТП-130	100		
ЗТП-8	400	93,42	КТП-57	63	34	КТП-131	250	120,6	
КТП-9	25	18	КТП-59	200	123,6	КТП-132	63	37	
КТП-10	4	2	ЗТП-60	250	149	КТП-136	100	36,15	
ЗТП-11	560	247,5	КТП-61	100	44,5	ЗТП-138	400	217	
КТП-12	250	164	ЗТП-62	800	279	ЗТП-139	650	346	
ЗТП-13	320	215	КТП-64	100	46,9	КТП-140	100	56,5	
КТП-14	250	127	КТП-65	100	49,72	КТП-141	250	152	
ЗТП-15	250	120,3	КТП-66	100	48,7	КТП-142	100	53,2	
КТП-16	40	8	КТП-67	400	223,2	КТП-143	400	189	
КТП-17	160	72,6	КТП-68	60		КТП-144	160	71	
КТП-18	40	18	КТП-69	100	48	КТП-145	63	29,86	
КТП-20	40	10	КТП-70	10		КТП-146	630		
ЗТП-21	180	102	КТП-71	250	167	ЗТП-147	500	237,5	
КТП-22	100	46	КТП-73	315	167	КТП-148	400	227,7	
ЗТП-24	320	208,4	КТП-74	60	34	ЗТП-149	250	122	
ЗТП-25	570	304,8	КТП-75	100		КТП-151	180	83	
ЗТП-26	100	47	КТП-77	100	46	КТП-152	100		
КТП-27	100	45	КТП-78	400	271	КТП-153	100	51,4	
ЗТП-28	250	111,76	КТП-79	100		КТП-155	400	184,8	
ЗТП-29	1260	362	КТП-80	250		КТП-156	320	145	
ЗТП-30	800		КТП-81	60		КТП-160	100	50	
КТП-31	250	25	КТП-82	250	159,3	КТП-161	180	86,4	
КТП-32	250	90	КТП-83	250	43,38	КТП-162	160	91,7	
КТП-33	160	131,5	КТП-84	250	113	КТП-166	100		
КТП-34	250	44	КТП-85	100		КТП-167	180	79,7	
КТП-35	160		КТП-87	100		КТП-168	100	56,53	
КТП-36	160	66,8	ЗТП-88	320	147	КТП170	100	57	
КТП-37	250	180,8	ЗТП-89	400	252,6	КТП171	200		
КТП-38	250	116,5	КТП-90	160	81	КТП172	320		
КТП-39	250	113	КТП-92			КТП174	200		
КТП-40	630	328	КТП-93	250		КТП176	100		
КТП-41	400	198	КТП-106	60		КТП178	250	43,4	
КТП-42	315	211	КТП-109	63		...	...	...	
ЗТП-43	400	184	ЗТП-112	500	261,6	ЦРП1	60	32,87	
КТП-44	100	12,1	КТП-116	100	84	ЦРП3	500	265,66	
ЗТП-45	400	197	КТП-118	10		ЦРП5	160	34	
КТП-46	400		КТП-120	250	140,13	ЦРП8	250	125,74	
КТП-47	250	123,6	КТП-121	1030	170	ЦРП9	400	217	
КТП-48	400	183	КТП-122	160	77				

Данные замеров зачисляются в таблицу трансформаторов ТП, РП выбором меню "Данные" → "Импорт замеров ТП". В этом окне выбирается файл замеров и указывается номер типа замера:



После импорта в нижней части появляется окно с сообщениями:

ЗТП-4 - несовпадение Sном: 945 <> 800 кВА  
КТП-9 - несовпадение Sном: 25 <> 160 кВА  
КТП-10 - несовпадение Sном: 4 <> 20 кВА  
ЗТП-15 - несовпадение Sном: 250 <> 475 кВА  
ЗТП-25 - несовпадение Sном: 570 <> 800 кВА  
КТП-27 - несовпадение Sном: 100 <> 25 кВА  
ЗТП-28 - несовпадение Sном: 250 <> 500 кВА  
КТП-32 - несовпадение Sном: 250 <> 320 кВА  
ЗТП-62 - несовпадение Sном: 800 <> 250 кВА  
КТП-81 - несовпадение Sном: 60 <> 25 кВА  
КТП-83 - несовпадение Sном: 250 <> 100 кВА  
КТП-116 - несовпадение Sном: 100 <> 160 кВА  
КТП-193 - несовпадение Sном: 60 <> 63 кВА  
КТП-194 - несовпадение Sном: 100 <> 160 кВА  
КТП-206 - несовпадение Sном: 160 <> 250 кВА  
КТП-236 - несовпадение Sном: 100 <> 250 кВА  
ЗТП-246 - несовпадение Sном: 400 <> 800 кВА  
КТП-267 - несовпадение Sном: 100 <> 60 кВА  
КТП-350 - несовпадение Sном: 800 <> 1200 кВА  
КТП-374 - несовпадение Sном: 60 <> 63 кВА  
ЗТП-380 - несовпадение Sном: 630 <> 250 кВА  
ЗТП-392 - несовпадение Sном: 160 <> 250 кВА  
ЗТП-402 - несовпадение Sном: 250 <> 100 кВА  
КТП-408 - несовпадение Sном: 100 <> 250 кВА  
КТП-409 - несовпадение Sном: 250 <> 160 кВА  
ЗТП-421 - несовпадение Sном: 800 <> 400 кВА  
ЗТП-429 - несовпадение Sном: 200 <> 315 кВА  
КТП-436 - несовпадение Sном: 400 <> 160 кВА  
КТП-437 - несовпадение Sном: 250 <> 500 кВА  
КТП-441 - несовпадение Sном: 100 <> 60 кВА  
КТП-476 - несовпадение Sном: 640 <> 1270 кВА  
ЗТП-497 - несовпадение Sном: 800 <> 400 кВА  
КТП-502 - несовпадение Sном: 250 <> 160 кВА  
КТП-518 - несовпадение Sном: 400 <> 250 кВА  
КТП-524 - несовпадение Sном: 100 <> 160 кВА  
КТП-568 - несовпадение Sном: 250 <> 500 кВА  
КТП-591 - несовпадение Sном: 63 <> 10 кВА  
КТП-598 - дублирование данных  
ЗТП-615 - несовпадение Sном: 160 <> 100 кВА  
ЗТП-620 - несовпадение Sном: 1260 <> 1890 кВА  
ЗТП-622 - несовпадение Sном: 250 <> 320 кВА  
ЗТП-629 - несовпадение Sном: 560 <> 800 кВА  
ЦРП1 - несовпадение Sном: 60 <> 100 кВА

[Не найдены ТП в базе РЭС]

КТП-57  
КТП-90  
КТП-162  
КТП170  
КТП-285  
КТП-286  
КТП-291  
КТП-292



ЗТП-422  
 КТП-443  
 КТП-519  
 КТП-526  
 КТП-540  
 КТП-551  
 КТП-565  
 ЦРП8

В списке есть три вида сообщений:

**ЗТП-4 - несовпадение Sном: 945 <> 800 кВА** – в файле \*.XLS суммарная мощность ЗТП4 равна 945 кВА, а в таблице трансформаторов – 800 кВА.

**КТП-598 - дублирование данных** – строка КТП-598 повторяется в файле \*.XLS.

**Не найдены ТП в базе РЭС ...** - указанный перечень ТП не найден в таблице трансформаторов. Хотя в кодировке отсутствуют только ТП-285, ТП-291, ТП-443, ТП-526. По остальным ТП не заданы параметры трансформаторов.

Фрагмент таблицы **трансформаторов ТП, РП** с закачанными замерами приведен ниже:

ТП,РП (ВН)	ТП,РП (НН)	Нтр	Трансформатор	Т	Рнаг	Qнаг
ЗТП138	ЗТП138.Т1.04	Т1	ТМ-400/10/0.4	2	217,0	
ЗТП139	ЗТП139.Т1.04	Т1	ТМ-400/10/0.4	2	212,9	
ЗТП139	ЗТП139.Т2.04	Т2	ТМ-250/10/0.4	2	133,1	
ЗТП147	ЗТП147.Т1.04	Т1	ТМ-250/10/0.4	2	118,8	
ЗТП147	ЗТП147.Т2.04	Т2	ТМ-250/10/0.4	2	118,8	
ЗТП15.1	ЗТП15.Т1.04	Т1	ТМ-315/6/0.4	2	79,8	
ЗТП15.2	ЗТП15.Т2.04	Т2	ТМ-160/6/0.4	2	40,5	
ЗТП25.1	ЗТП25.Т1.04	Т1	ТМ-400/10/0.4	2	152,4	
ЗТП25.2	ЗТП25.Т2.04	Т2	ТМ-400/10/0.4	2	152,4	
ЗТП26	ЗТП26.Т1.04	Т1	ТМ-100/10/0.4	2	47,0	
ЗТП279.1	ЗТП279.Т1.04	Т1	ТМ-315/6/0.4	2	48,9	
ЗТП279.2	ЗТП279.Т2.04	Т2	ТМ-400/6/0.4	2	62,0	
ЗТП28.1	ЗТП28.Т1.04	Т1	ТМ-250/10/0.4	2	55,9	
ЗТП28.2	ЗТП28.Т2.04	Т2	ТМ-250/10/0.4	2	55,9	
ЗТП302	ЗТП302.Т1.04	Т1	ТМ-560/10/0.4			
ЗТП332	ЗТП332.Т1.04	Т1	ТМ-400/10/0.4	2	211,5	
ЗТП332	ЗТП332.Т2.04	Т2	ТМ-400/10/0.4	2	211,5	
...						
КТП10	КТП10.Т1.04	Т1	ТМ-20/10/0.4	2	2,0	
КТП124	КТП124.Т1.04	Т1	ТМ-100/10/0.4	2	47,1	
КТП126	КТП126.Т1.04	Т1	ТМ-63/10/0.4	2	42,0	
КТП131	КТП131.Т1.04	Т1	ТМ-250/10/0.4	2	120,6	
КТП132	КТП132.Т1.04	Т1	ТМ-63/10/0.4	2	37,0	
КТП136	КТП136.Т1.04	Т1	ТМ-100/10/0.4	2	36,2	
КТП140	КТП140.Т1.04	Т1	ТМ-100/10/0.4	2	56,5	
КТП141	КТП141.Т1.04	Т1	ТМ-250/10/0.4	2	152,0	
КТП142	КТП142..Т1.04	Т1	ТМ-100/10/0.4	2	53,2	
КТП143	КТП143.Т1.04	Т1	ТМ-400/10/0.4	2	189,0	
КТП144	КТП144.Т1.04	Т1	ТМ-160/10/0.4	2	71,0	
КТП145	КТП145.Т1.04	Т1	ТМ-63/10/0.4	2	29,9	
КТП146	КТП146.Т1.04	Т1	ТМ-630/10/0.4			
КТП148	КТП148.Т1.04	Т1	ТМ-400/10/0.4	2	227,7	
КТП149	КТП149.Т1.04	Т1	ТМ-250/10/0.4	2	122,0	
КТП152	КТП152.Т1.04	Т1	ТМ-100/10/0.4			
КТП189	КТП189.Т1.04	Т1	ТМ-100/10/0.4	2	49,9	
КТП190	КТП190.Т1.04	Т1	ТМ-100/10/0.4	2	27,4	
КТП217	КТП217.Т1.04	Т1	ТМ-63/10/0.4	2	37,2	
КТП218	КТП218.Т1.04	Т1	ТМ-63/10/0.4	2	25,0	
КТП222	КТП222.Т1.04	Т1	ТМ-100/10/0.4	2	55,0	
КТП223	КТП223.Т1.04	Т1	ТМ-160/10/0.4	2	80,6	
КТП224	КТП224.Т1.04	Т1	ТМ-160/10/0.4	2	83,0	
КТП237	КТП237.Т1.04	Т1	ТМ-63/10/0.4	2	61,0	

КТП246.1	КТП246.1.Т1.04	Т1	ТМ-400/10/0.4	2	107,5	
КТП246.2	КТП246.Т2.04	Т2	ТМ-400/10/0.4	2	107,5	
...						
ТП1	ТП1.Т1.04	Т1	ТМ-400/6/0.4	2	223,0	
ТП106	ТП106.Т1.04	Т1	ТМ-60/10/0.4			
ТП109	ТП109.Т1.04	Т1	ТМ-63/10/0.4			
ТП11	ТП11.Т1.04	Т1	ТМ-560/6/0.4	2	247,5	
ТП112.1	ТП112.1.Т1.04	Т1	ТМ-250/6/0.4	2	130,8	
ТП112.2	ТП112.2.Т1.04	Т1	ТМ-250/6/0.4	2	130,8	
ТП116	ТП116.Т1.04	Т1	ТМ-160/10/0.4	2	84,0	
ТП118	ТП118.Т1.04	Т1	ТМ-10/10/0.4			
ТП12	ТП12.Т1.04	Т1	ТМ-250/6/0.4	2	164,0	
ТП120	ТП120.Т1.04	Т1	ТМ-250/6/0.4	2	140,1	
ТП121.1	ТП121.Т1.04	Т1	ТМ-400/10/0.4	2	66,0	
ТП121.2	ТП121.Т2.04	Т2	ТМ-630/10/0.4	2	104,0	
ТП122	ТП122.Т1.04	Т1	ТМ-160/10/0.4	2	77,0	
ТП125	ТП125.Т1.04	Т1	ТМ-400/10/0.4	2	245,4	
ТП127	ТП127.Т1.04	Т1	ТМ-1000/6/0.4	2	421,0	
ТП128	ТП128.Т1.04	Т1	ТМ-63/6/0.4	2	44,3	
ТП129	ТП129.Т1.04	Т1	ТМ-20/10/0.4	2	9,0	
ТП13	ТП13.Т1.04	Т1	ТМ-320/6/0.4	2	215,0	
ТП14	ТП14.Т1.04	Т1	ТМ-250/6/0.4	2	127,0	
ТП151	ТП151.Т1.04	Т1	ТМ-180/10/0.4	2	83,0	
ТП153	ТП153.Т1.04	Т1	ТМ-100/10/0.4	2	51,4	
ТП155	ТП155.Т1.04	Т1	ТМ-400/10/0.4	2	184,8	
ТП156	ТП156.Т1.04	Т1	ТМ-320/10/0.4	2	145,0	
...						
ЦРП1	ЦРП1.Т1.04	Т1	ТМ-100/6/0.4	2	32,9	
ЦРП10.1	ЦРП10.Т1.04	Т1	ТМ-1000/10/0.4			
ЦРП3.1	ЦРП3.Т1.04	Т1	ТМ-250/6/0.4	2	132,8	
ЦРП3.2	ЦРП3.Т2.04	Т2	ТМ-250/6/0.4	2	132,8	
ЦРП5.1	ЦРП5.Т1.04	Т1	ТМ-160/6/0.4	2	34,0	
ЦРП9.1	ЦРП9.Т1.04	Т1	ТМ-400/6/0.4	2	217,0	
КТП295	КТП295.Т1.04	Т1	ТМ-25/10/0.4			

Для трансформаторов без замеров нагрузка будет сформирована на основании их номинальных мощностей (20% от Sном).

Замеры напряжений и токов по вводам питающих подстанций приняты по данным зимнего замера 2008 г. Замеры токов являются необязательным параметром.

Таблица вводов подстанций:

№	Подстанция	Ус.ш.	Т	Р ->	Q ->
1	БРАТСКАЯ.1.10	10,2	3	12,0	
2	БРАТСКАЯ.2.10	10,3	3	28,0	
3	ВИШНЕВОЕ.1.10	10	3	26,5	
4	ВИШНЕВОЕ.2.10	10	3		
5	ВОЙНКА.1.10	10,1	3	65,0	
6	ВОЙНКА.2.10	10,3	3	43,5	
7	ВОРОНЦОВ.1.10	9,9	3	2,0	
8	ВОРОНЦОВ.2.10	10,5	3	6,5	
9	ИЛЬИНКА.1.10	9,8	3	26,0	
10	ИЛЬИНКА.2.10	9,8	3	15,0	
11	ИШУНЬ.1.10	10,4	3	13,0	
12	ИШУНЬ.2.10	10,2	3		

13	КРАСНОП.1.6	6,3	1	3718,0	892,0
14	КРАСНОП.2.6	6,3	1	4183,0	1004,0
15	МОЛЗАВОД.1.10	10,7	3	32,0	
16	МОЛЗАВОД.2.10	10	3	35,5	
17	НС118.1.10	10,3	3	14,0	
18	ПОЛИМЕР.1.10	10,5	3	3,5	
19	ПОЛИМЕР.2.10	10,4	3	2,0	
20	ПОЧЕТНОЕ.1.10	10,7	3	8,0	
21	ПОЧЕТНОЕ.2.10	10,7	3		
22	ТАВРИЧ.1.10	10,5	3	15,0	
23	ТАВРИЧ.2.10	10,5	3		

По п/ст Красноперекопская замеры заданы по типу 1 (Р + jQ) в кВт и кВар.

Замеры по фидерам приняты по данным зимнего замера 2008 г. а недостающие данные (п/ст Красноперекопская, фидеры 2, 3, 5, 15) приняты по замерам электроэнергии на декабрь 2008 г. Для замеров электроэнергии задан условный график нагрузки с номером 1 и

коэффициентом заполнения 0.5. В колонке "Б" признак балансировки установлен всем не нулевым замерам.

Таблица фидеров подстанций:

Подстанция	Фидер	Б	Т	Р ->	Ng (P->)
БРАТСКАЯ.1.10	Брат Ф1	Б	3	2,0	
БРАТСКАЯ.1.10	Брат Ф3		3	0,0	
БРАТСКАЯ.1.10	Брат Ф5	Б	3	10,0	
БРАТСКАЯ.2.10	Брат Ф2	Б	3	8,0	
БРАТСКАЯ.2.10	Брат Ф4	Б	3	7,0	
БРАТСКАЯ.2.10	Брат Ф6	Б	3	13,0	
ВИШНЕВОЕ.1.10	Вишн Ф1	Б	3	8,0	
ВИШНЕВОЕ.1.10	Вишн Ф3	Б	3	0,5	
ВИШНЕВОЕ.1.10	Вишн Ф9		3		
ВИШНЕВОЕ.2.10	Вишн Ф4	Б	3	9,0	
ВИШНЕВОЕ.2.10	Вишн Ф6	Б	3	9,0	
ВОИНКА.1.10	Воин Ф1	Б	3	6,0	
ВОИНКА.1.10	Воин Ф11	Б	3	4,0	
ВОИНКА.1.10	Воин Ф5	Б	3	35,0	
ВОИНКА.1.10	Воин Ф7	Б	3	18,0	
ВОИНКА.1.10	Воин Ф9	Б	3	2,0	
ВОИНКА.2.10	Воин Ф10		3	0,0	
ВОИНКА.2.10	Воин Ф12	Б	3	3,0	
ВОИНКА.2.10	Воин Ф14	Б	3	0,5	
ВОИНКА.2.10	Воин Ф2	Б	3	18,0	
ВОИНКА.2.10	Воин Ф4	Б	3	15,0	
ВОИНКА.2.10	Воин Ф6		3	0,0	
ВОИНКА.2.10	Воин Ф8	Б	3	7,0	
ВОРОНЦОВ.1.10	Ворон Ф1	Б	3	2,0	
ВОРОНЦОВ.1.10	Ворон Ф3		3		
ВОРОНЦОВ.1.10	Ворон Ф7		3		
ВОРОНЦОВ.2.10	Ворон Ф2		3		
ВОРОНЦОВ.2.10	Ворон Ф4	Б	3	6,5	
ИЛЬИНКА.1.10	Ильин Ф1	Б	3	11,0	
ИЛЬИНКА.1.10	Ильин Ф3	Б	3	3,0	
ИЛЬИНКА.1.10	Ильин Ф5	Б	3	9,0	
ИЛЬИНКА.1.10	Ильин Ф7	Б	3	3,0	
ИЛЬИНКА.2.10	Ильин Ф2	Б	3	2,0	
ИЛЬИНКА.2.10	Ильин Ф4	Б	3	13,0	
ИШУНЬ.1.10	Инуль Ф1	Б	3	5,0	

ИШУНЬ.1.10	Инуль Ф3		3	0,0	
ИШУНЬ.2.10	Инуль Ф2	Б	3	1,0	
ИШУНЬ.2.10	Инуль Ф4	Б	3	4,0	
ИШУНЬ.2.10	Инуль Ф6	Б	3	3,0	
КРАСНОП.1.6	Красноп Ф13	Б	3	60,0	
КРАСНОП.1.6	Красноп Ф14	Б	3	120,0	
КРАСНОП.1.6	Красноп Ф3	Б	5	274713	1
КРАСНОП.1.6	Красноп Ф5		5	0,0	
КРАСНОП.2.6	Красноп Ф15	Б	5	837571	1
КРАСНОП.2.6	Красноп Ф2	Б	5	709442	1
МОЛЗАВОД.1.10	Молзавод Ф1		3		
МОЛЗАВОД.1.10	Молзавод Ф3	Б	3	19,0	
МОЛЗАВОД.1.10	Молзавод Ф5	Б	3	7,0	
МОЛЗАВОД.1.10	Молзавод Ф7		3		
МОЛЗАВОД.1.10	Молзавод Ф9	Б	3	6,0	
МОЛЗАВОД.2.10	Молзавод Ф10	Б	3	7,0	
МОЛЗАВОД.2.10	Молзавод Ф2	Б	3	0,5	
МОЛЗАВОД.2.10	Молзавод Ф4	Б	3	10,0	
МОЛЗАВОД.2.10	Молзавод Ф6	Б	3	9,0	
МОЛЗАВОД.2.10	Молзавод Ф8	Б	3	9,0	
НС118.1.10	НС Ф1	Б	3	7,0	
НС118.1.10	НС Ф3	Б	3	7,0	
НС118.1.10	НС Ф7		3		
ПОЛИМЕР.1.10	Полим Ф1		3		
ПОЛИМЕР.1.10	Полим Ф7	Б	3	3,5	
ПОЛИМЕР.2.10	Полим Ф2	Б	3	2,0	
ПОЧЕТНОЕ.1.10	Почётн Ф5	Б	3	0,5	
ПОЧЕТНОЕ.1.10	Почётн Ф7		3		
ПОЧЕТНОЕ.1.10	Почётн Ф9	Б	3	5,0	
ПОЧЕТНОЕ.2.10	Почётн Ф2	Б	3	2,0	
ПОЧЕТНОЕ.2.10	Почётн Ф4	Б	3	1,0	
ПОЧЕТНОЕ.2.10	Почётн Ф6		3	0,0	
ТАВРИЧ.1.10	Тавр Ф3	Б	3	5,0	
ТАВРИЧ.1.10	Тавр Ф5	Б	3	2,0	
ТАВРИЧ.2.10	Тавр Ф2	Б	3	5,0	
ТАВРИЧ.2.10	Тавр Ф4	Б	3	3,0	

**Формирование схемы дает результаты:**

[Формирование схемы]

Не задан тр-тор в узле: КТП414  
 Не задан тр-тор в узле: КТП452  
 Не задан тр-тор в узле: КТП540  
 Не задан тр-тор в узле: КТП581  
 Не задан тр-тор в узле: КТП90  
 Не задан тр-тор в узле: ТП130  
 Не задан тр-тор в узле: ТП15.2  
 Не задан тр-тор в узле: ТП162  
 Не задан тр-тор в узле: ТП166  
 Не задан тр-тор в узле: ТП170  
 Не задан тр-тор в узле: ТП174  
 Не задан тр-тор в узле: ТП246.2  
 Не задан тр-тор в узле: ТП25.1  
 Не задан тр-тор в узле: ТП258

Не задан тр-тор в узле: ТП277  
 Не задан тр-тор в узле: ТП286  
 Не задан тр-тор в узле: ТП292  
 Не задан тр-тор в узле: ТП354.1  
 Не задан тр-тор в узле: ТП422  
 Не задан тр-тор в узле: ТП519  
 Не задан тр-тор в узле: ТП551  
 Не задан тр-тор в узле: ТП565  
 Не задан тр-тор в узле: ТП57  
 Не задан тр-тор в узле: ТП613.1  
 Не задан тр-тор в узле: ТП62.2  
 Не задан тр-тор в узле: ТП621.2  
 Не задан тр-тор в узле: ТП80  
 Не задан тр-тор в узле: ТП85

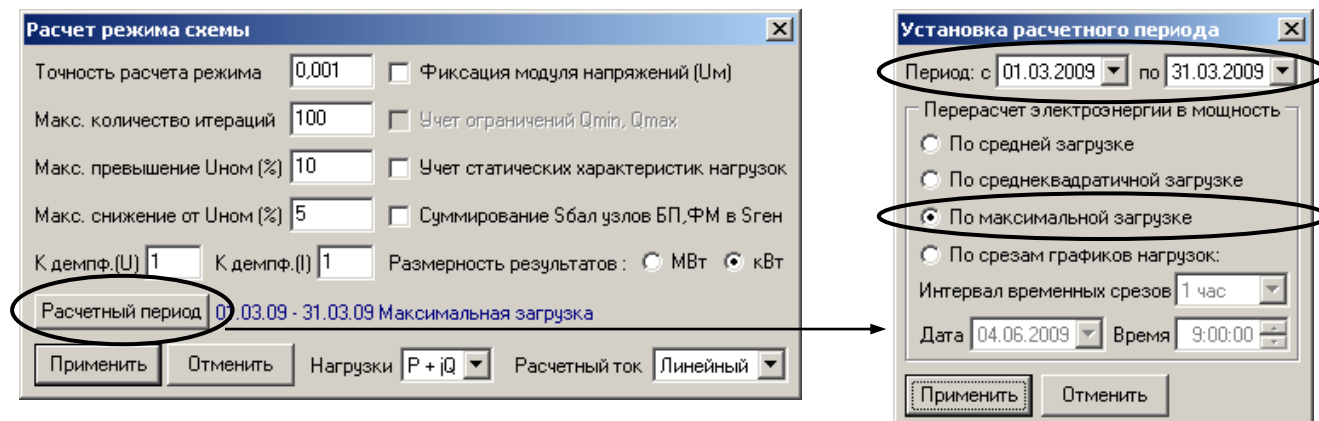
[Контроль конфигурации]

<<<<< Импорт данных завершен >>>>>

Узлов = 1337  
 Ветвей = 1371  
 Узлов БП = 23

Нужно уточнить мощности трансформаторов на указанных ТП.

Выполним расчет режима в задаче "Z-режим". В окне расчета режима установим период и тип перерасчета электроэнергии в мощность – "По максимальной нагрузке". Нагрузка по ТП задана мощностями и не требует задания периода, а для балансировки схемы период нужно задать, так как измерения по фидерам 2, 3, 5, 15 п/ст Красноперекоская заданы замерами электроэнергии.



Результаты расчета режима:

Схема : Красноперекоск РЭС  
 Узлов=1337 Ветвей=1371 Контуров=0 БП=23 ФМ=0

Точность расчета : 0,0001  
 Невязка по напряжению : 0,000081, узел: 581 ЗТП470.2  
 Количество итераций : 14, время расчета: 0:00:00

**[Превышены допустимые токи линий]**

**[Превышены допустимые перетоки мощности в трансформаторах]**

**[В схеме занижены напряжения узлов]**

Потребление	:	41502.140 кВт	31126.605 кВАр
Генерация	:	0.000 кВт	0.000 кВАр
Балансная мощность	:	-46147.219 кВт	-38425.941 кВАр
<b>Потери в схеме</b>	:	<b>4645.115 кВт</b>	<b>7299.364 кВАр</b>
Нагрузочные потери	:	4340.429 кВт	5007.666 кВАр
от актив.перетоков:	:	2580.698 кВт	
от реакт.перетоков:	:	1759.731 кВт	
Потери холост.хода	:	304.686 кВт	2291.698 кВАр
шунтирующие реакт.:	:	0.000 кВт	0.000 кВАр
конденсатор. уст.:	:	0.000 кВт	0.000 кВАр
Небаланс в схеме	:	-0.036 кВт	-0.028 кВАр

Суммарные потери составили **4645 кВт**. В схеме 17 перегруженных трансформаторов и 15 перегруженных линий (фидер 15 п/ст Красноперекоская).

Выполним балансировку нагрузок. Первый проход делаем **без сохранения сбалансированных нагрузок**.

Балансировка выдает сообщение "Небаланс нагрузок". В нижней части окна выдаются результаты балансировки. Перегруз по линиям устранился, 2 трансформатора перегружены (КТП75, ТП701). Для устранения этих перегрузов нужно убрать признак балансировки по питающим фидерам (соответственно БРАТ Ф5 и ВОРОН Ф4). Выполним анализ начальных и заданных перетоков:

Нач. переток                      Зад. переток                      Рез. переток

БРАТСКАЯ.1.10 - БРАТ Ф1	19,5	->	2,0	->	1,7	А - небаланс
<b>БРАТСКАЯ.1.10 - БРАТ Ф5</b>	<b>1,2</b>	<b>-&gt;</b>	<b>10,0</b>	<b>-&gt;</b>	<b>10,0</b>	<b>А</b>
БРАТСКАЯ.2.10 - БРАТ Ф2	114,8	->	8,0	->	8,0	А
БРАТСКАЯ.2.10 - БРАТ Ф4	52,4	->	7,0	->	7,0	А
БРАТСКАЯ.2.10 - БРАТ Ф6	142,0	->	13,0	->	13,0	А
ВИШНЕВОЕ.1.10 - ВИШН Ф1	75,5	->	8,0	->	8,0	А
ВИШНЕВОЕ.1.10 - ВИШН Ф3	10,3	->	0,5	->	0,5	А
ВИШНЕВОЕ.2.10 - ВИШН Ф4	0,0	->	9,0	->	0,0	А - небаланс
ВИШНЕВОЕ.2.10 - ВИШН Ф6	80,7	->	9,0	->	9,0	А
ВОИНКА.1.10 - ВОИН Ф1	53,4	->	6,0	->	6,0	А
ВОИНКА.1.10 - ВОИН Ф11	30,0	->	4,0	->	4,0	А
ВОИНКА.1.10 - ВОИН Ф5	129,7	->	35,0	->	35,0	А
ВОИНКА.1.10 - ВОИН Ф7	143,3	->	18,0	->	18,0	А
ВОИНКА.1.10 - ВОИН Ф9	49,7	->	2,0	->	2,1	А
ВОИНКА.2.10 - ВОИН Ф12	34,3	->	3,0	->	3,0	А
ВОИНКА.2.10 - ВОИН Ф14	0,8	->	0,5	->	0,5	А
ВОИНКА.2.10 - ВОИН Ф2	26,0	->	18,0	->	18,0	А
ВОИНКА.2.10 - ВОИН Ф4	33,9	->	15,0	->	15,0	А
ВОИНКА.2.10 - ВОИН Ф8	20,5	->	7,0	->	7,0	А
ВОРОНЦОВ.1.10 - ВОРОН Ф1	0,0	->	2,0	->	0,0	А - небаланс
<b>ВОРОНЦОВ.2.10 - ВОРОН Ф4</b>	<b>1,0</b>	<b>-&gt;</b>	<b>6,5</b>	<b>-&gt;</b>	<b>6,5</b>	<b>А</b>
ИЛЬИНКА.1.10 - ИЛЬИН Ф1	90,9	->	11,0	->	11,0	А
ИЛЬИНКА.1.10 - ИЛЬИН Ф3	6,9	->	3,0	->	3,0	А
ИЛЬИНКА.1.10 - ИЛЬИН Ф5	22,8	->	9,0	->	9,0	А
ИЛЬИНКА.1.10 - ИЛЬИН Ф7	14,3	->	3,0	->	3,0	А
ИЛЬИНКА.2.10 - ИЛЬИН Ф2	1,0	->	2,0	->	2,0	А
ИЛЬИНКА.2.10 - ИЛЬИН Ф4	43,1	->	13,0	->	13,0	А
ИШУНЬ.1.10 - ИНУНЬ Ф1	24,0	->	5,0	->	5,0	А
ИШУНЬ.2.10 - ИНУНЬ Ф2	21,6	->	1,0	->	1,0	А
ИШУНЬ.2.10 - ИНУНЬ Ф4	38,8	->	4,0	->	3,6	А - небаланс
ИШУНЬ.2.10 - ИНУНЬ Ф6	24,7	->	3,0	->	3,0	А
КРАСНОП.1.6 - КРАСНОП Ф13	317,8	->	60,0	->	60,0	А
КРАСНОП.1.6 - КРАСНОП Ф14	230,6	->	120,0	->	120,0	А
КРАСНОП.1.6 - КРАСНОП Ф3	1564,9 + j 1279,3	->	738,5 + j 553,9	->	738,5 + j 553,9	кВА
КРАСНОП.2.6 - КРАСНОП Ф15	6445,8 + j 5631,0	->	2251,5 + j 1688,7	->	2251,5 + j 1688,7	кВА
КРАСНОП.2.6 - КРАСНОП Ф2	2239,9 + j 1883,7	->	1907,1 + j 1430,3	->	1907,1 + j 1430,3	кВА
МОЛЗАВОД.1.10 - МОЛЗАВОД Ф3	91,4	->	19,0	->	19,0	А
МОЛЗАВОД.1.10 - МОЛЗАВОД Ф5	95,1	->	7,0	->	7,0	А
МОЛЗАВОД.1.10 - МОЛЗАВОД Ф9	9,4	->	6,0	->	6,0	А
МОЛЗАВОД.2.10 - МОЛЗАВОД Ф10	8,3	->	7,0	->	7,0	А
МОЛЗАВОД.2.10 - МОЛЗАВОД Ф2	0,2	->	0,5	->	0,2	А - небаланс
МОЛЗАВОД.2.10 - МОЛЗАВОД Ф4	35,6	->	10,0	->	10,0	А
МОЛЗАВОД.2.10 - МОЛЗАВОД Ф6	22,2	->	9,0	->	9,0	А
МОЛЗАВОД.2.10 - МОЛЗАВОД Ф8	22,1	->	9,0	->	9,0	А
НС118.1.10 - НС Ф1	60,3	->	7,0	->	7,0	А
НС118.1.10 - НС Ф3	20,8	->	7,0	->	7,0	А
ПОЛИМЕР.1.10 - ПОЛИМ Ф7	9,6	->	3,5	->	3,5	А
ПОЛИМЕР.2.10 - ПОЛИМ Ф2	0,0	->	2,0	->	0,0	А - небаланс
ПОЧЕТНОЕ.1.10 - ПОЧЁТН Ф5	33,0	->	0,5	->	2,3	А - небаланс
ПОЧЕТНОЕ.1.10 - ПОЧЁТН Ф9	78,8	->	5,0	->	4,9	А - небаланс
ПОЧЕТНОЕ.2.10 - ПОЧЁТН Ф2	50,0	->	2,0	->	2,8	А - небаланс
ПОЧЕТНОЕ.2.10 - ПОЧЁТН Ф4	19,6	->	1,0	->	1,6	А - небаланс
ТАВРИЧ.1.10 - ТАВР Ф3	46,6	->	5,0	->	5,0	А
ТАВРИЧ.1.10 - ТАВР Ф5	9,3	->	2,0	->	2,0	А
ТАВРИЧ.2.10 - ТАВР Ф2	24,7	->	5,0	->	5,0	А
ТАВРИЧ.2.10 - ТАВР Ф4	33,3	->	3,0	->	2,8	А - небаланс

Практически все перетоки имеют значительное расхождение в начальных и заданных значениях, поэтому жирным шрифтом отмечены только те, которые вызывают перегрузы трансформаторов.

После снятия признаков балансировки для выделенных жирным шрифтом фидеров выполним балансировку нагрузок с флагом "**Сохранение сбалансированных нагрузок**". Потери составили **1050** кВт. Следует отметить низкие напряжения по фидеру КРАСНОП Ф5 (по нему не выполнялась балансировка так как замер равен нулю, а исходная нагрузка большая).

Оптимизация разрывов дает результаты:

Итерационный процесс:

0. dP = 1049,7 кВт

1. dP = 801,5 кВт

Оптимизация = 248,2 кВт

Список оптимизированных разрывов:

1. ЦРП6.2 x - ЗТП627.1 ==> ЦРП6.2 x - отп49\_1 187,0 кВт

2. ТП11 x - ТП465 ==> ТП11 x - отп54\_1 43,1 кВт

3. ЗТП593.1 х - ЗТП593.2 ==> ТП467 х - отп54\_3 7,1 кВт  
 4. ЦРП5.1 х - ЦРП1 ==> ЦРП5.1 х - отп53\_3 5,1 кВт  
 5. ЦРП5.2 х - ТП3 ==> ЛР80 х - отп40\_1 5,8 кВт

Суммарный эффект от оптимизации составил 248 кВт (23.6% от исходных потерь 1050 кВт). Большую часть "экономии" дает 1-й пункт, который старается разгрузить проблемный фидер КРАСНОП Ф5.

Для практических выводов по оптимизации нужно выполнить измерения по выбранному составу разрывов и провести заново оптимизацию.

## 9. Оптимизация разрывов сети 35 кВ ОАО "Крымэнерго"

Оптимизация разрывов сетей 35 кВ и выше реализуется в последовательности, аналогичной сетям 10(6) кВ:

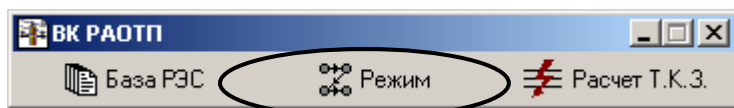
1. Подготовка исходных данных расчетной схемы сети 35 кВ и выше.
2. Контроль конфигурации сети (наличие узлов без питания, замкнутых контуров).
3. Расчет и анализ режима (уровни напряжений, загрузка линий, загрузка трансформаторов, суммарные потери).
4. Оптимизация разрывов.
5. Анализ результатов оптимизации.

В отличие от схем 10(6) кВ исходные данные сразу готовятся в таблицах **узлов** и **ветвей**. Отсутствует этап балансировки нагрузок, так как нагрузки измеряются по большинству подстанций (зимний или летний режимный замер). Для оптимизации использован зимний режимный замер 2007/2008 г.

Оптимизация разрывов проведена для **полной схемы** ОАО "Крымэнерго" (включает сети 330/220/110/35/10(6)/0.4 кВ) и **сокращенной схемы** (только сети 35 кВ). Это обусловлено тем, что оптимизация разрывов сети 35 кВ полной схемы может выдать результат, нацеленный на уменьшение потерь в верхних классах напряжения (110, 220 кВ), но неприемлемый для реализации в сети 35 кВ.

### 9.1. Форматы таблиц узлов и ветвей

Сети 35 кВ и выше могут содержать разнообразный набор оборудования (воздушные и кабельные линии, двухобмоточные, трехобмоточные и расщепленные трансформаторы, автотрансформаторы с продольным (ПБВ, РПН) и поперечным регулированием (ТПР), токоограничивающие реакторы, батареи статических конденсаторов, шунтирующие реакторы и др.). Данные по этим сетям хранятся в универсальных форматах таблиц **узлов** и **ветвей** схемы. Работа с этими форматами, и связанные с ними задачи, реализованы в разделе "Z-режим" комплекса РАОТП:



Инструкции по работе с этим разделом приведены в п.4 инструкций по РАОТП. Полные форматы таблиц узлов и ветвей приведены в п.4.1.1, 4.1.2. Минимальный необходимый состав колонок таблиц узлов и ветвей показан ниже:

Таблица узлов схемы:

№ узла	Обозначение	П	Рнаг	Qнаг	Рген	Qген	Gш	Вш	Um	Uрасч	Угол

где

- № узла** - номер узла;  
**Обозначение** - текстовое обозначение узла;  
**П** - признак балансирующего узла – латинский символ "b";

- Р<sub>наг</sub>, Q<sub>наг</sub>**, - активная и реактивная нагрузка и генерация в узле [МВт, МВАр];  
**Р<sub>ген</sub>, Q<sub>ген</sub>**  
**Г<sub>ш</sub>, В<sub>ш</sub>** - активная и реактивная проводимость шунтирующего реактора [мкСм];  
**U<sub>м</sub>** - модуль напряжения (для балансирующего узла – замер напряжения, для остальных узлов – номинальные напряжения) [кВ];  
**U<sub>расч</sub>** - модуль расчетного напряжения узла [кВ];  
**Угол** - угол напряжения [град].

Таблица ветвей схемы:

Н нач.	Н кон.	Начало	Конец	k	R	X	G	B	Kт'	Марка

где

- Н нач., Н кон.** - номера начала и конца ветви;  
**Начало, Конец** - текстовые обозначения начала и конца ветви (заполняются программой);  
**k** - признак коммутации: "К" - отключена с конца, "Н" - отключена с начала, "О" - отключена с двух сторон, "Ф" - фиксированно отключена с конца;  
**R, X, G, B** - активное, реактивное сопротивление [Ом], активная, реактивная проводимость ветви [мкСм];  
**Kт'** - коэффициент трансформации;  
**Марка** - марка оборудования ветви.

При обозначении узлов приняты следующие соглашения:

1. **Узлы подстанций** содержат краткое наименование подстанции, номер секции шин или ввода трансформатора и класс напряжения с разделителем ".", например: ВОДОВОД.1.110 – подстанция Водовод, 1-я секция 110 кВ; ВТОРЧЕРМ.Т2.110 – подстанция Вторчермет, ввод трансформатора Т2 на стороне 110 кВ; НС112.1.35 – подстанция НС112, 1-я секция, 35 кВ; НС440А.Т1.04 – ввод 0.4 кВ Т1 подстанции НС440А и т.д. Поскольку узлы одной подстанции имеют одинаковое короткое наименование подстанции, то на графике схемы они могут быть объединены в один **интегральный** узел, представляющий собой подстанцию в целом.

2. **Отпайки воздушных линий** пишутся с префиксом "\_" и названием подстанции связанной с этой отпайкой, например, \_Кольчугино, \_Межгорье. Также могут использоваться порядковые номера \_1, \_2, \_3 и т.д. Префикс "\_" необязателен, но позволяет отображать отпайки на графике схемы в виде шин.

3. **Средние точки** трехобмоточных трансформаторов обозначаются с использованием символа "\*", например ВЫПАСНОЕ.\*Т1, ДЖАНКОЙ.\*АТ2. Символ "\*" после названия подстанции указывает, что это средняя точка трансформатора. В названии отсутствует класс напряжения, так как оно зависит от того к какому напряжению приведены сопротивления обмоток. В комплексе РАОТП все сопротивления приведены к высокому напряжению, поэтому средние точки трансформаторов имеют одинаковый класс напряжения с обмоткой высокого напряжения, а коэффициент трансформации с высокого напряжения на среднюю точку равен 1.

Примеры записи элементов схемы в таблицах узлов и ветвей:

#### 1. Узел с нагрузкой:

Н узла	Обозначение	П	Р <sub>наг</sub>	Q <sub>наг</sub>	Р <sub>ген</sub>	Q <sub>ген</sub>	Г <sub>ш</sub>	В <sub>ш</sub>	U <sub>м</sub>	U <sub>расч</sub>	Угол
1624	КОКТЕБ.1.6		0,650	0,156							

Узел номер 1624, п/ст Коктебель, 1-я секция шин 6 кВ, Р<sub>наг</sub> = 0.650 МВт, Q<sub>наг</sub> = 0.156 МВАр.

#### 2. Узел с генерацией:

Н узла	Обозначение	П	Р <sub>наг</sub>	Q <sub>наг</sub>	Р <sub>ген</sub>	Q <sub>ген</sub>	Г <sub>ш</sub>	В <sub>ш</sub>	U <sub>м</sub>	U <sub>расч</sub>	Угол
42	СИМФТЭЦ.ТГ1.10		4,3	0,8	100	50					

Узел номер 42, турбогенератор №1 на шинах 10 кВ с генерацией 100 + j 50 МВА, в этом узле также задана нагрузка собственных нужд 4.3 + j 0.8 МВА. Генерация и нагрузка записаны в комплексной форме.

### 3. Узел с БСК, заданной мощностью:

№ узла	Обозначение	П	Р <sub>наг</sub>	Q <sub>наг</sub>	Р <sub>ген</sub>	Q <sub>ген</sub>	Гш	Вш	U <sub>м</sub>	U <sub>расч</sub>	Угол
<b>97</b>	<b>ДЖАНКОЙ.АТ1.10</b>					<b>18</b>					

Узел номер 97, ввод 10 кВ автотрансформатора № 1. Установленная мощность БСК – 18 МВАр.

### 4. Узел с БСК, заданной шунтом:

№ узла	Обозначение	П	Р <sub>наг</sub>	Q <sub>наг</sub>	Р <sub>ген</sub>	Q <sub>ген</sub>	Гш	Вш	U <sub>м</sub>	U <sub>расч</sub>	Угол
<b>732</b>	<b>СИМФЕРОП.1.35</b>							<b>-24489</b>	<b>35</b>	<b>38.43</b>	

Узел номер 732, п/ст Симферопольская 1 секция шин 35 кВ. БСК задана в виде проводимости шунтирующего реактора. Мощность БСК для таких узлов рассчитывается по формуле:  $Q_{БСК} = U_{расч}^2 * Vш$ , например, для данного узла  $Q_{БСК} = 38.43^2 * (-24489) * 10^{-6} = 36,2$  МВАр (знак минус указывает на генерацию реактивной мощности, умножение на  $10^{-6}$  потому, что размерность проводимости  $См * 10^{-6}$ ).

### 5. Балансирующий узел:

№ узла	Обозначение	П	Р <sub>наг</sub>	Q <sub>наг</sub>	Р <sub>ген</sub>	Q <sub>ген</sub>	Гш	Вш	U <sub>м</sub>	U <sub>расч</sub>	Угол
<b>947</b>	<b>КахГПП.1.330</b>	<b>b</b>							<b>326.5</b>		<b>-9</b>

Узел номер 947, п/ст Каховская ГПП шины 330 кВ. Задан модуль напряжения = 326.5 кВ и угол напряжения = -9°. Углы задаются для схем имеющих замкнутые контура, например, транзиты по сетям 330, 220, 110 кВ, так как перетоки по этим транзитам зависят от взаимных углов разворотов на балансирующих узлах.

Так как углы напряжений на данный момент не измеряются приборами, они берутся из расчетных схем верхнего уровня, например схем энергосистем.

Для балансирующих узлов разомкнутых схем угол напряжения не задается (равен нулю).

Значения колонки "U<sub>м</sub>" и "U<sub>расч</sub>" заполняются программой после выполнения расчета режима. Нестандартные номинальные напряжения в колонку "U<sub>м</sub>" можно задать вручную, например, генераторные напряжения 13.8 кВ, 15 кВ, 24 кВ и др.

### 6. Ветвь – воздушная линия:

№ нач.	№ кон.	Начало	Конец	k	R	X	G	B	Кт'	Марка
<b>17</b>	<b>534</b>	<b>АЛЕКСАН.2.110</b>	<b>ОСТРОВ.1.110</b>		<b>5.637</b>	<b>10.382</b>		<b>-66.9</b>		<b>9500*АС-150+ 11100*АС-120+ 4100*АЖ-120</b>

Номера узлов задаются вручную в колонках "№нач.", "№кон.". Колонки "Начало" и "Конец" заполняются при сохранении данных таблицы ветвей. Воздушные и кабельные линии представлены традиционными П-образными схемами замещения. Параметры ветви R, X, G, B могут быть заданы непосредственно или через марку оборудования. Для задания параметров через марку нужно нажать клавишу F9 – при этом появляется окно параметров ветви:

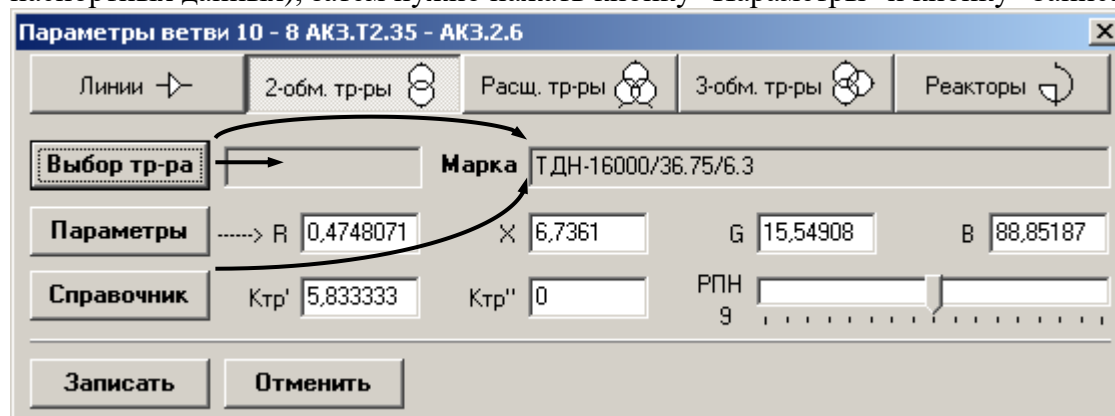


В этом окне нужно нажать кнопку "Линии", заполнить поле "Уном", заполнить поле "Линия", нажать кнопку "Параметры" для расчета полей "R", "X", "G", "B". Если поле "Линия" заполнено неверно, то при нажатии кнопки "Параметры" появится сообщение об ошибке ( типовые ситуации – это пропуски знаков "\*", "-", "+", или неправильное название марки). Каталог марок линий можно вызвать кнопкой "Справочник". По окончании вводу нужно нажать кнопку "Записать" – данные R, X, G, B запишутся в таблицу ветвей. Кроме того заполнится колонка "Марка", колонка допустимого тока "Идоп" (допустимые токи занесены в каталог линий для каждой марки), колонка "Тип" (тип оборудования), колонка "Ул" (напряжение линии).

### 7. Ветвь – двухобмоточный трансформатор:

N нач.	N кон.	Начало	Конец	k	R	X	G	B	Кт'	Марка
10	8	АКЗ.Т2.35	АКЗ.2.6		0,475	6,736	15,5	88,9	5,833	ТДН-16000/36.75/6.3

Двухобмоточные трансформаторы представлены Г-образными схемами замещения. Сопротивления приведены к высокому напряжению. Коэффициент трансформации рассчитывается как отношение высокого напряжения к низкому. Для выбора двухобмоточного трансформатора в окне параметров ветви нужно нажать кнопку "2-обм. тр-ры". Выбор марки осуществляется либо из каталога паспортных данных – кнопка "Выбор тр-ра", либо из каталога справочных данных – кнопка "Справочник". Если заданная марка отсутствует в каталогах, то ее необходимо туда добавить. После выбора марки из каталога заполняется поле "Марка" (поле возле кнопки "Выбор тр-ра" заполняется идентификатором трансформатора из каталога паспортных данных), затем нужно нажать кнопку "Параметры" и кнопку "Записать".



Если для данной марки в каталоге указаны параметры регулирования коэффициента трансформации (п.4.15.2 инструкции РАОТП), то в окне параметров появляется ползунок с номерами ответвлений.

Кроме того заполняются колонки "Марка", колонка допустимого перетока мощности "Sдоп", колонка "Тип" (тип оборудования), колонка "Ул" (напряжение линии), а также колонки характеризующие параметры регулирования коэффициента трансформации: "Nотв" (текущий номер ответвления), "Кт ном" (номинальный коэффициент трансформации равный отношению номинальный напряжений трансформатора) и колонка "Регулирование".

### 8. Ветви – трехобмоточный трансформатор:

N нач.	N кон.	Начало	Конец	k	R	X	G	B	Кт'	Марка
1065	1063	НИВА.1.110	НИВА.*Т1		2,808	91,500	1,5	7,0	1,018	ТДТН-16000/115/38.5/11
1063	1066	НИВА.*Т1	НИВА.1.35		2,084				2,987	ТДТН-16000/115/38.5/11
1063	1064	НИВА.*Т1	НИВА.1.10		2,095	53,148			10,455	ТДТН-16000/115/38.5/11

Трехобмоточные трансформаторы представлены трехлучевыми схемами замещения. Сопротивления приведены к высокому напряжению. Для выбора трехобмоточного трансформатора в окне параметров ветви нужно нажать кнопку "3-обм. тр-ры".

Параметры ветви 1065 - 1063 НИВА.1.110 - НИВА.\*Т1

Линии 2-обм. тр-ры Расщ. тр-ры 3-обм. тр-ры Реакторы

Выбор тр-ра: Нива Т1      Марка: ТДТН-16000/115/38.5/11      Обмотка: ВН

Параметры: R 2,807729      X 91,50047      G 1,534972      B 7,017013

Справочник: Ктр' 1,0178      Ктр'' 0      РПН 11

Записать      Отменить

Для каждой ветви нужно выбрать соответствующее поле "Обмотка".

### 9. Ветвь – шиносоединительная связь:

N нач.	N кон.	Начало	Конец	k	R	X	G	B	Кт'	Марка
2004	2006	ЮБИЛЕЙ.1.10	ЮБИЛЕЙ.2.10	Н						

Шиносоединительная связь между 1-й и 2-й секциями шин 10 кВ п/ст Юбилейная отключена.

### 10. Ветви – фрагмент воздушной линии с отпайками:

N нач.	N кон.	Начало	Конец	k	R	X	G	B	Кт'	Марка
29	622	БЕЛОГОР.1.110	201		3,370	8,834		-60,9		21600*АС-185
244	622	201	ЛУЧЕВАЯ.Т1.110		0,124	0,212		-1,3		500*АС-120
622	1922	201	СТКРЫМ.1.110		4,072	10,675		-73,6		26100*АС-185

## 9.2. Подготовка исходных данных сети 35 кВ и выше ОАО "Крымэнерго"

Исходные данные расчетной схемы 35 кВ и выше ОАО "Крымэнерго" приняты на основе данных комплекса КВАРЭС. Схема охватывает сети напряжением 330/220/110/35/10(6)/0.4 кВ. Характеристики сетей 330/220 кВ получены по данным расчетной схемы Крымской энергосистемы (режим зимнего максимума 2007/2008 г.). В качестве балансирующих узлов выбраны шины 330 и 220 кВ подстанций, питающих Крымскую энергосистему, с расчетными модулями и углами напряжений:

КахГПП.1.330       $U = 326.5 \text{ кВ} \angle -9.0^\circ$ ;  
 КахГПП.1.220       $U = 234.1 \text{ кВ} \angle -12.9^\circ$ ;  
 Мелитополь.1.330       $U = 338.4 \text{ кВ} \angle -5.2^\circ$ .

Питание Крымской энергосистемы осуществляется по четырем линиям:

КахГПП.1.330      - Островская.1.330  
 КахГПП.1.330      - Джанкой.1.330  
 Мелитополь.1.330      - Джанкой.1.330  
 КахГПП.1.220      - Титан.1.220

Нагрузки в узлах схемы заданы по режиму зимнего максимума 2007/2008 г. (данные ОАО "Крымэнерго"). При отсутствии данных по реактивной мощности использовался  $\text{tg} = 0.24$ , рассчитанный как отношение суммарных значений реактивного и активного потребления расчетной схемы Крымской энергосистемы. Данные о генерирующих мощностях (ТЭЦ, ВЭС) и мощностях компенсирующих установок (батареи статических конденсаторов, синхронные компенсаторы) также приняты из расчетной схемы Крымской энергосистемы. Параметры автотрансформаторов 330/220/110 кВ приняты из справочных данных, так как в расчетной схеме Крымской энергосистемы они представлены сокращенными эквивалентными схемами замещения. Коэффициенты трансформации автотрансформаторов приведены в приближительное соответствие с коэффициентами автотрансформаторов Крымской энергосистемы.

В схему ОАО "Крымэнерго" вошли сети 110/35 кВ трех высоковольтных РЭС: Симферопольский, Евпаторийский и Феодосийский. Всего схема содержит 2080 узлов, 2599 ветвей и 41 контур. Контура образуют параллельно включенные трансформаторы и транзиты по линиям 330, 220, 110 кВ (сети 35 кВ разомкнуты).

Нумерация узлов схемы ОАО "Крымэнерго" задана последовательно по возрастанию (1,2,3 ... 2080). Наименования узлов содержат краткое наименование подстанции, номер секции шин или ввода трансформатора и класс напряжения с разделителем ".", например: ВОДОВОД.1.110 – подстанция Водовод, 1-я секция 110 кВ; ВТОРЧЕРМ.Т2.110 – подстанция Вторчермет, ввод трансформатора Т2 на стороне 110 кВ; НС112.1.35 – подстанция НС112, 1-я секция, 35 кВ; НС440А.Т1.04 – ввод 0.4 кВ Т1 подстанции НС440А и т.д. Узлы одной подстанции имеют одинаковое короткое наименование подстанции, и на графике схемы могут быть объединены в один **интегральный** узел, к которому могут подходить линии разных классов напряжения.

Отпайки воздушных линий обозначаются номерами "\_1", "\_2", "\_3" ..., или наименованиями "\_Кольчугино", "\_Межгорье". Префикс "\_" необязателен, но позволяет отображать отпайки на графике схемы в виде шин.

Наименования средних точек трехобмоточных трансформаторов обозначаются как "ВЫПАСНОЕ.\*Т1", "ДЖАНКОЙ.\*АТ2". Символ "\*" после названия подстанции указывает, что это средняя точка трансформатора. В названии отсутствует класс напряжения.

Балансирующие узлы обозначены латинскими символами "b" в колонке "П" (признак) и отмечены синим цветом. Для балансирующих узлов должны быть заданы колонки "Um" и "Угол". Узлы без питания отмечены серым цветом.

Нагрузка узлов задана в колонках "Pнаг", "Qнаг" в МВт, МВАр. Генерация задана в колонках "Pген", "Qген". Фрагмент таблицы узлов схемы ОАО "Крымэнерго" показан ниже:

	№	N узла	Обозначение	П	Pнаг	Qнаг	Pген	Qген	Gш	Bш	Um	Урасч	Угол	N узла ЭС	Прим.
1	1	543	_1								35	36,85	-21,13		
2	2	1289	_10								110	117,54	-19,83		
3	1	577	_100								35	37,35	-18,73		
4	2	1320	_101								110	115,20	-23,78		
5	4	2066	_103								110	113,02	-31,40	446	
	...														
6	2	874	АБРИКОС.1.10		0,480	0,115					10	10,72	-20,08		2008
7	2	875	АБРИКОС.1.35								35	37,69	-19,49		
8	2	876	АБРИКОС.2.10		0,480	0,115					10	10,66	-26,74		2008
9	2	877	АБРИКОС.2.35								35	36,60	-26,11		
10	2	878	АВАНГАР.1.10		0,330	0,079					10	10,89	-27,91		
11	2	879	АВАНГАР.1.35								35	37,11	-26,58		
12	2	880	АВАНГАР.2.10		0,340	0,082					10	10,89	-27,91		
13	2	881	АВАНГАР.2.35								35	37,11	-26,58		
	...														
14	1	90	ДЖАНКОЙ.1.10		2,323	0,512					10	10,72	-23,07		2008 ЖД
15	1	91	ДЖАНКОЙ.1.220								220	230,01	-19,43	402	
16	1	92	ДЖАНКОЙ.1.330								330	317,80	-16,62	401	
17	1	93	ДЖАНКОЙ.1.35								35	36,94	-25,62		2008 ЭС
18	1	94	ДЖАНКОЙ.2.10		0,098	0,008					10	10,56	-23,15		2008 ЖД
19	1	95	ДЖАНКОЙ.2.35		15,000						35	36,73	-26,18		2008 ЭС
20	1	96	ДЖАНКОЙ.3.35								35	36,94	-25,62		
21	1	97	ДЖАНКОЙ.АТ1.10					18,000			10	10,50	-19,58	465	
	...														
22	1	133	ЗАВЕТНОЕ С.1.10		2,200	0,528					10	10,63	-38,50		2008
23	1	134	ЗАВЕТНОЕ С.1.35								35	35,81	-37,05		
24	1	135	ЗАВЕТНОЕ С.2.35								35	35,81	-37,05		
25	3	1557	ЗАВЕТНОЕ Ф.1.10		0,100	0,024					10	10,79	-36,77		
26	3	1558	ЗАВЕТНОЕ Ф.1.35								35	36,94	-36,57		
27	3	1559	ЗАВЕТНОЕ Ф.2.10		0,400	0,096					10	10,76	-37,08		
28	3	1560	ЗАВЕТНОЕ Ф.2.35								35	36,94	-36,57		

...														
29	2	964	ИЛЬИНКА Е.1.10	0,104	0,025				10	10,78	-25,43			
30	2	965	ИЛЬИНКА Е.1.35						35	37,83	-25,05			
31	2	966	ИЛЬИНКА Е.2.10	0,104	0,025				10	10,78	-25,43			
32	2	967	ИЛЬИНКА Е.2.35						35	37,86	-24,97			
33	1	168	ИЛЬИНКА С.1.10	0,520	0,125				10	10,74	-20,26		2008	
34	1	169	ИЛЬИНКА С.1.35						35	37,87	-19,28			
35	1	170	ИЛЬИНКА С.2.10	0,310	0,074				10	11,05	-19,64		2008	
36	1	171	ИЛЬИНКА С.2.35						35	37,87	-19,28			
...														
37		969	Мелитополь.1.330	b					338,4	338,40	-5,20			
...														
38	1	336	НС118.1.10	0,240	0,058				10	10,76	-21,36		2008	
39	1	337	НС118.1.35						35	36,89	-21,04			
40	1	338	НС118.Т2.04						0,4	0,42	-21,04			
41	2	1090	НС123.1.10						10	10,87	-27,21			
42	2	1091	НС123.1.35						35	36,67	-27,21			
43	2	1085	НС124.1.10						10	10,87	-27,21			
44	2	1086	НС124.1.35						35	36,67	-27,21			
45	2	1088	НС13.1.35						35	37,78	-19,35			
46	2	1087	НС13.1.6	0,040	0,010				6	6,60	-19,39			
47	2	1089	НС13.2.10	0,110	0,026				10	10,79	-19,49		2008	
...														
48		165	ПС-12	-11,600	-15,400				110	112,22	-32,51	449	2008 ЭС	
49		279	ПС-3			28,200	10,100		110	107,24	-37,85	417	2008	
50		3	Сев-220.1.220	90,6	9,1									
51		25	Сев-220.2.220	112,6	21,0				35	36,26	-40,24		2008 ЖД	
...														
52	1	728	СИМФЕРОП.1.10				18,000		10	10,48	-32,71	470		
53	1	729	СИМФЕРОП.1.110						110	111,68	-32,68	414		
54	1	730	СИМФЕРОП.1.220						220	214,60	-28,75	413		
55	1	731	СИМФЕРОП.1.330						330	309,34	-23,71	419		
56	1	732	СИМФЕРОП.1.35					-24489	35	38,43	-28,99	473		
57	1	733	СИМФЕРОП.2.10				18,000		10	10,48	-32,71	471		
58	1	734	СИМФЕРОП.2.35					-24489	35	38,43	-28,99	472		
59	1	42	СИМФТЭЦ.ТГ1.10	4,300	0,800	100,000	50,000		10	11,33	-26,98	442	2008 ЭС	
60	1	41	СИМФТЭЦ.ТГ2.10						10	11,33	-26,98	443	2008 ЭС	

В первом столбце указаны порядковые номера строк. В колонке "Np" задан номер района, или принадлежность к электросетям:

- 1 – Симферопольские электросети (ЭС);
- 2 – Евпаторийские ЭС;
- 3 – Феодосийские ЭС;
- 4 – Бахчисарайские ЭС;
- 5 – Ялтинские ЭС.

В строках 1 - 5 показаны отпайки воздушных линий, в строках 6 - 13 показаны узлы типовых подстанций 35/10 кВ с нагрузками на шинах 10 кВ. В колонке "Прим." заданы примечание:

2008 – зимний замер 2007/08 гг. по данным ОАО "Крымэнерго";

2008 ЭС – зимний замер 2007/08 гг. по данным Крымской энергосистемы;

2008 ЖД – зимний замер 2007/08 гг. по данным Приднепровской железной дороги;

В колонке "N узла ЭС" заданы номера узлов расчетной схемы Крымской энергосистемы соответствующие узлам схемы ОАО "Крымэнерго".

В строках 14 - 21 показаны узлы подстанции 330/220/35/10 кВ Джанкой. В строке 21 задана мощность батареи статических конденсаторов (БСК) на стороне 10 кВ автотрансформатора АТ1.

В строках 22 - 28 и 29 - 36 показаны подстанции с одинаковыми наименованиями, но относящиеся к разным электросетям. Для их различия к наименованиям подстанций добавлены окончания: "\_С" – Симферопольские ЭС; "\_Е" – Евпаторийские ЭС; "\_Ф" – Феодосийские ЭС.

В строке 37 показан балансирующий узел Мелитополь.1.330, для него заданы колонки "Um" и "Угол". Для остальных узлов колонка "Um" автоматически заполняется номинальными напряжениями, а рассчитанные напряжения – в колонке "Uрасч", "Угол".

В строках 38 - 47 показаны обозначения узлов насосных подстанций 35/10(6,0.4) кВ. По зимнему режимному замеру они несут практически нулевую нагрузку.

Узлы в строках 48 - 51 являются смежными с Севастопольскими городскими электросетями, поэтому в них заданы нагрузки равные перетокам по эти линиям.

В строках 52 - 60 показаны узлы подстанции Симферополь, и Симферопольской ТЭЦ. БСК на шинах 10 кВ заданы мощностями (по 18 МВАр), а БСК на шинах 35 кВ заданы в виде проводимостей в колонке "Вш" размерностью См\*10<sup>-6</sup>. Мощность БСК для таких узлов рассчитывается по формуле:  $Q_{\text{БСК}} = U_{\text{расч}}^2 * \text{Вш}$ , например, для узлов в строках 56, 58  $Q_{\text{БСК}} = 38.43^2 * (-24489) * 10^{-6} = 36,2$  МВАр (знак минус указывает на генерацию реактивной мощности). В строке 59 задана генерация на турбогенераторах Симферопольской ТЭЦ.

Фрагмент таблицы ветвей схемы 330/220/110/35/10(6) кВ ОАО "Крымэнерго" показан ниже:

№	N нач.	N кон.	Начало	Конец	k	R	X	G	B	Kг'	S доп	I доп	Дис. номер	Ул	Тип	Марка	Нотв'	Регулирование	Ком. ап. нач.	Ком. ап. кон.
1	2027	2065	БАХЧИС.2.110	_72		4,073	6,606		-39,9			340	Л20	110	LN 110	5900*AC-120+9300*M-70				
2	2065	2079	_72	ПОЧТОВОЕ.2.110		0,075	0,127		-0,8			380	Л20	110	LN 110	300*AC-120			-	-
3	2065	2044	_72	ЗЕМЛЯНИК.2.110	К	0,373	0,635		-4,0			380	Л20	110	LN 110	1500*AC-120			-	-
...																				
4	1607	1882	КБТЕЦ.2.35	РУДНИКС.2.35									Л116	35	LN 35	абонент				
5	343	521	НС150.Т1.35	НС СОТ.Т1.35										35	LN 35	Спуск				
...																				
6	92	731	ДЖАНКОЙ.1.330	СИМФЕРОП.1.330		4,570	30,850		-318,5					330	LN 330					
7	951	535	ЗАПКРЫМ.1.330	ОСТРОВ.1.330		3,520	23,490		-258,7					330	LN 330					
8	947	535	КахГПП.1.330	ОСТРОВ.1.330		5,010	43,540		-482,4					330	LN 330					
...																				
9	536	533	ОСТРОВ.1.35	ОСТРОВ.1.04		23,457	104,340	1,3	10,3	89,688	0,63		ТСН1	35	T2	ТМ-630/35/0,4	4	ВН-ПБВ-П-5-3-2,5		
10	538	537	ОСТРОВ.2.35	ОСТРОВ.2.04		23,457	104,340	1,3	10,3	89,688	0,63		ТСН2	35	T2	ТМ-630/35/0,4	4	ВН-ПБВ-П-5-3-2,5		
11	540	539	ОСТРЯКОВО.1.35	ОСТРЯКОВО.1.10		0,878	10,769	10,7	59,2	3,290	10		T1	35	T2	ТДН-10000/36.75/10.5	5	ВН-РПН-П-17-9-1,5		
12	542	541	ОСТРЯКОВО.2.35	ОСТРЯКОВО.2.10		0,878	10,769	10,7	59,2	3,290	10		T2	35	T2	ТДН-10000/36.75/10.5	5	ВН-РПН-П-17-9-1,5		
13	1372	1371	ПЕРВОМАЙ.1.35	ПЕРВОМАЙ.1.10		1,435	14,513	7,7	46,3	3,373	6,3		T2	35	T2	ТМН-6300/35/11	11	ВН-РПН-П-13-7-1,5		
14	1372	1373	ПЕРВОМАЙ.1.35	ПЕРВОМАЙ.2.10	О	1,435	14,513	7,7	46,3	3,373	6,3		T1	35	T2	ТМН-6300/35/11	11	ВН-РПН-П-13-7-1,5		
...																				
15	941	942	ЕВПАТОРИЯ.1.110	ЕВПАТОРИЯ.1.6		7,909	150,557	1,1	7,5	17,686	10		T1	110	T2 Евпатория Т1	ТДН-10000/115/6.6	10	ВН-РПН-П-17-9-1,5		
16	941	943	ЕВПАТОРИЯ.1.110	ЕВПАТОРИЯ.2.6		7,304	90,164	2,1	11,8	17,686	15		T2	110	T2 Евпатория Т2	ТДН-15000/115/6.6	10	ВН-РПН-П-17-9-1,5		
17	1554	1553	ЖУРАВКИ.1.35	ЖУРАВКИ.1.10		2,565	21,869	5,5	32,7	3,417	4,0		T1	35	T2 Журавки Т1	ТМ-4000/35/10.5	4	ВН-ПБВ-П-5-3-2,5		
18	130	129	ЖУРАВЛЕВ.1.35	ЖУРАВЛЕВ.1.10		4,606	30,029	4,2	22,4	3,167	2,5		T1	35	T2 Журавлевка Т1	ТМ-2500/35/10.5	1	ВН-ПБВ-П-5-3-2,5		
...																				
19	535	531	ОСТРОВ.1.330	ОСТРОВ.*АТ1		1,289	100,188	1,1	5,7	1,000	125		АТ1	330	T3  0	АТДЦТН-125000/330/115/38.5				
20	531	534	ОСТРОВ.*АТ1	ОСТРОВ.1.110		1,289				2,759	125		АТ1	330	T3  1	АТДЦТН-125000/330/115/38.5	9	СН-РПН-П-13-7-2		
21	531	536	ОСТРОВ.*АТ1	ОСТРОВ.1.35		1,289	204,732			8,571	62,5		АТ1	330	T3  2	АТДЦТН-125000/330/115/38.5				
22	125	122	ЖАВОРОН.1.110	ЖАВОРОН.*Т1		1,672	55,413	2,3	13,0	1,018	25		T1	110	T3 Жаворонки Т1 0	ТДТН-25000/115/38.5/11	11	ВН-РПН-П-19-10-1,78		
23	122	126	ЖАВОРОН.*Т1	ЖАВОРОН.1.35		1,185				2,987	25		T1	110	T3 Жаворонки Т1 1	ТДТН-25000/115/38.5/11				
24	122	124	ЖАВОРОН.*Т1	ЖАВОРОН.1.10		1,460	37,691			10,455	25		T1	110	T3 Жаворонки Т1 2	ТДТН-25000/115/38.5/11				
25	809	805	ФОТОН.2.110	ФОТОН.*Т2		1,882	6,765	1,8	7,0	0,964	25		T2	110	TR Фотон Т2 0	ТРДН-25000/115/10.5/10.5	8	ВН-РПН-П-19-10-1,78		
26	805	808	ФОТОН.*Т2	ФОТОН.2.10		1,255	94,704			10,952	12,5		T2	110	TR Фотон Т2 1	ТРДН-25000/115/10.5/10.5				
27	805	811	ФОТОН.*Т2	ФОТОН.4.10		1,255	94,704			10,952	12,5		T2	110	TR Фотон Т2 2	ТРДН-25000/115/10.5/10.5				
...																				
28	1	227	226	КРАСНОП.Т2.6	КРАСНОП.2.6		0,002	0,137					Р2	6	RT	РБА-6-3000-0.137				

В строках 1 – 3 показан фрагмент линии, заданный с помощью марок линий. В строках 4,5 показаны линии с нулевыми сопротивлениями. В строках 6 – 7 сопротивления линий заданы по данным Крымской энергосистемы. В строках 9 – 14 показаны двухобмоточные трансформаторы с разнообразными типами регулирования. В строках 15 – 18 двухобмоточные трансформаторы заданы паспортными данными. В строках 19 – 27 показаны соответственно автотрансформатор, трехобмоточный трансформатор и рещепленный трансформатор. В строке 28 показан токоограничивающий реактор.

### 9.3. Контроль конфигурации схемы 35 кВ и выше ОАО "Крымэнерго"

В схеме 21 узел без питания – это в основном средние точки отключенных трехобмоточных трансформаторов:

ДЖАНКОЙ.\*Т3  
ДЖАНКОЙ.Т3.10  
МАЛОРЕЧ.\*Т2  
МАЛОРЕЧ.Т2.35  
НС3.\*Т2  
НС356.\*Т2  
НС357.\*Т2  
ПС-9.1.35  
РОДНИК.\*Т1  
РОДНИК.Т1.35  
САКИ.\*Т3  
САКИ.Т3.10  
ЧЕРНОМ\_ф.\*Т1  
ЧЕРНОМ\_ф.\*Т2  
ЧЕРНОМ\_ф.1.10  
ЧЕРНОМ\_ф.1.10  
ЧЕРНОМ\_ф.2.10  
ЧЕРНОМ\_ф.Т1.10  
ЧЕРНОМ\_ф.Т1.220  
ЧЕРНОМ\_ф.Т2.220  
ЭЧЭ58.1.35

Замкнутых контуров – 41, это параллельно включенные трансформаторы 35/10(6) кВ, и транзиты 110, 220, 330 кВ между балансирующими узлами.

Контур 1

Вход 1: АРОМАТ.1.10 - АРОМАТ.1.35

Вход 2: АРОМАТ.1.10 - АРОМАТ.1.35

Контур 2

Вход 1: НАБЕРЕЖ.1.10 - НАБЕРЕЖ.\*Т1

Вход 2: НАБЕРЕЖ.1.10 - НАБЕРЕЖ.\*Т1

Контур 3

Вход 1: ЗАВЕТНОЕ\_С.1.10 - ЗАВЕТНОЕ\_С.1.35

Вход 2: ЗАВЕТНОЕ\_С.1.10 - ЗАВЕТНОЕ\_С.2.35 - ЗАВЕТНОЕ\_С.1.35

Контур 4

Вход 1: ОТРАДНОЕ.1.10 - ОТРАДНОЕ.1.35

Вход 2: ОТРАДНОЕ.1.10 - ОТРАДНОЕ.1.35

Контур 5

Вход 1: НЕКРАС.1.10 - НЕКРАС.1.35

Вход 2: НЕКРАС.1.10 - НЕКРАС.1.35

Контур 6

Вход 1: НС358.2.6 - НС358.\*Т2

Вход 2: НС358.2.6 - НС358.\*Т2

Контур 7

Вход 1: НАУЧНОЕ.1.10 - НАУЧНОЕ.1.35

Вход 2: НАУЧНОЕ.1.10 - НАУЧНОЕ.1.35

Контур 8

Вход 1: АЛЬМА.1.10 - АЛЬМА.1.35

Вход 2: АЛЬМА.1.10 - АЛЬМА.1.35

Контур 9

Вход 1: ШАРХА.1.110 - АЛУШТА.1.110 - ПЕРЕВАЛ.2.110 - ПЕРЕВАЛ.1.110 -  
Доброе.1.110 - Доброе.2.110 - СИМФЕРОП.1.110

Вход 2: ШАРХА.1.110 - АРТЕК.1.110 - ГУРЗУФ.1.110 - МАССАН.1.110 - ДАРСАН.1.110  
- ЯЛТА.1.110 - СИМФЕРОП.1.110

Контур 10

Вход 1: АЗОВСКАЯ.1.10 - АЗОВСКАЯ.1.35

Вход 2: АЗОВСКАЯ.1.10 - АЗОВСКАЯ.1.35

Контур 11

Вход 1: МЕЖГОРЬЕ.1.35 - \_Межгорье

Вход 2: МЕЖГОРЬЕ.1.35 - \_Межгорье

Контур 12

Вход 1: \_68 - \_74 - КАМЫШ-БУ.1.110 - КАМЫШ-БУ.\*АТ1 - КАМЫШ-БУ.1.220 - НС3.1.220 - ФЕОДОСИЯ.1.220

Вход 2: \_68 - ОЧИСТН.1.110 - КЕРЧЬ.1.110 - ЛЕНИНО.1.110 - ФЕОДОСИЯ.2.110 - ФЕОДОСИЯ.\*АТ4 - ФЕОДОСИЯ.1.220

Контур 13

Вход 1: СИМФТЭЦ.ТГ2.10 - СИМФТЭЦ.\*Т12 - СИМФТЭЦ.1.110

Вход 2: СИМФТЭЦ.ТГ2.10 - СИМФТЭЦ.ТГ1.10 - СИМФТЭЦ.\*Т11 - СИМФТЭЦ.1.110

Контур 14

Вход 1: СИМФТЭЦ.2.35 - СИМФТЭЦ.\*Т12 - СИМФТЭЦ.1.110

Вход 2: СИМФТЭЦ.2.35 - СИМФТЭЦ.1.35 - СИМФТЭЦ.\*Т11 - СИМФТЭЦ.1.110

Контур 15

Вход 1: ЮГО-ЗАП.1.110 - \_169 - СИМФТЭЦ.1.110

Вход 2: ЮГО-ЗАП.1.110 - ЮГО-ЗАП.2.110 - \_167 - СИМФТЭЦ.1.110

Контур 16

Вход 1: ВОДОВОД.1.110 - \_220 - СИМФТЭЦ.1.110 - СИМФТЭЦ.\*АТ1 - СИМФТЭЦ.1.220 - ЭЛЕВАТОР.1.220 - МАРЬЯНОВ.1.220 - ДЖАНКОЙ.1.220 - КРАСНОП.1.220 - ТИТАН.1.220 - КахГПП.1.220 - БП

Вход 2: ВОДОВОД.1.110 - ВОДОВОД.2.110 - \_221 - РОДНИК.1.110 - СКВОРЦОВ.1.110 - САКИ.1.110 - ЗАПКРЫМ.1.110 - ЗАПКРЫМ.\*АТ1 - ЗАПКРЫМ.1.330 - ОСТРОВ.1.330 - КахГПП.1.330 - БП

Контур 17

Вход 1: НАБЕРЕЖ.2.10 - НАБЕРЕЖ.\*Т2

Вход 2: НАБЕРЕЖ.2.10 - НАБЕРЕЖ.\*Т2

Контур 18

Вход 1: КЕРЧЬ.1.110 - ЛЕНИНО.1.110 - ФЕОДОСИЯ.2.110 - ФЕОДОСИЯ.\*АТ4 - ФЕОДОСИЯ.1.220

Вход 2: КЕРЧЬ.1.110 - КАМЫШ-БУ.1.110 - КАМЫШ-БУ.\*АТ1 - КАМЫШ-БУ.1.220 - НС3.1.220 - ФЕОДОСИЯ.1.220

Контур 19

Вход 1: СЕВЕРН.1.110 - \_207 - ВОСТОЧН.1.110 - СИМФЕРОП.1.110 - СИМФЕРОП.\*АТ1 - СИМФЕРОП.1.220 - СИМФЕРОП.\*АТ4 - СИМФЕРОП.1.330 - ДЖАНКОЙ.1.330 - КахГПП.1.330 - БП

Вход 2: СЕВЕРН.1.110 - \_215 - СИМФТЭЦ.1.110 - СИМФТЭЦ.\*АТ1 - СИМФТЭЦ.1.220 - ЭЛЕВАТОР.1.220 - МАРЬЯНОВ.1.220 - ДЖАНКОЙ.1.220 - КРАСНОП.1.220 - ТИТАН.1.220 - КахГПП.1.220 - БП

Контур 20

Вход 1: ЦЕНТРАЛ.1.110 - \_223 - \_183 - СИМФЕРОП.1.110 - СИМФЕРОП.\*АТ1 - СИМФЕРОП.1.220 - СИМФЕРОП.\*АТ4 - СИМФЕРОП.1.330 - ДЖАНКОЙ.1.330 - КахГПП.1.330 - БП

Вход 2: ЦЕНТРАЛ.1.110 - \_169 - СИМФТЭЦ.1.110 - СИМФТЭЦ.\*АТ1 - СИМФТЭЦ.1.220 - ЭЛЕВАТОР.1.220 - МАРЬЯНОВ.1.220 - ДЖАНКОЙ.1.220 - КРАСНОП.1.220 - ТИТАН.1.220 - КахГПП.1.220 - БП

Контур 21

Вход 1: ЦЕНТРАЛ.1.110 - \_223 - \_183 - СИМФЕРОП.1.110 - СИМФЕРОП.\*АТ1 - СИМФЕРОП.1.220 - СИМФЕРОП.\*АТ4 - СИМФЕРОП.1.330 - ДЖАНКОЙ.1.330 - КахГПП.1.330 - БП

Вход 2: ЦЕНТРАЛ.1.110 - \_167 - СИМФТЭЦ.1.110 - СИМФТЭЦ.\*АТ1 - СИМФТЭЦ.1.220 - ЭЛЕВАТОР.1.220 - МАРЬЯНОВ.1.220 - ДЖАНКОЙ.1.220 - КРАСНОП.1.220 - ТИТАН.1.220 - КахГПП.1.220 - БП

Контур 22

Вход 1: СТКРЫМ.1.110 - \_112 - ФЕОДОСИЯ.1.110 - ФЕОДОСИЯ.\*АТ3 - ФЕОДОСИЯ.1.220 - НС2.1.220 - ДЖАНКОЙ.1.220 - КРАСНОП.1.220 - ТИТАН.1.220 - КахГПП.1.220 - БП

Вход 2: СТКРЫМ.1.110 - \_201 - БЕЛОГОР.1.110 - СИМФЕРОП.1.110 - СИМФЕРОП.\*АТ1 - СИМФЕРОП.1.220 - СИМФЕРОП.\*АТ4 - СИМФЕРОП.1.330 - ДЖАНКОЙ.1.330 - КахГПП.1.330 - БП

Контур 23

Вход 1: КАМЫШ-БУ.1.110 - КАМЫШ-БУ.\*АТ1 - КАМЫШ-БУ.1.220

Вход 2: КАМЫШ-БУ.1.110 - КАМЫШ-БУ.\*АТ2 - КАМЫШ-БУ.1.220

Контур 24

Вход 1: \_221 - РОДНИК.1.110 - СКВОРЦОВ.1.110 - САКИ.1.110 - ЗАПКРЫМ.1.110 - ЗАПКРЫМ.\*АТ1 - ЗАПКРЫМ.1.330 - ОСТРОВ.1.330 - КахГПП.1.330 - БП

Вход 2: \_221 - СИМФТЭЦ.1.110 - СИМФТЭЦ.\*АТ1 - СИМФТЭЦ.1.220 - ЭЛЕВАТОР.1.220 - МАРЬЯНОВ.1.220 - ДЖАНКОЙ.1.220 - КРАСНОП.1.220 - ТИТАН.1.220 - КахГПП.1.220 - БП

Контур 25



Вход 1: СИМФТЭЦ.1.110 - СИМФТЭЦ.\*АТ1 - СИМФТЭЦ.1.220 - ЭЛЕВАТОР.1.220 - МАРЬЯНОВ.1.220 - ДЖАНКОЙ.1.220 - КРАСНОП.1.220 - ТИТАН.1.220 - КахГПП.1.220 - ВП  
Вход 2: СИМФТЭЦ.1.110 - \_139 - ЖАВОРОН.1.110 - САКИ.1.110 - ЗАПКРЫМ.1.110 - ЗАПКРЫМ.\*АТ1 - ЗАПКРЫМ.1.330 - ОСТРОВ.1.330 - КахГПП.1.330 - ВП  
Контур 26  
Вход 1: ЕВПАТОРИЯ.1.110 - МОЙНАКИ.1.110 - БЕРЕГ.1.110 - ДОНУЗЛ.1.110 - ДОНУЗЛ.\*АТ1 - ДОНУЗЛ.1.220 - КРАСНОП.1.220 - ТИТАН.1.220 - КахГПП.1.220 - ВП  
Вход 2: ЕВПАТОРИЯ.1.110 - ХОЛОДИЛ.1.110 - КРИСТАЛЛ.1.110 - САКИ.1.110 - ЗАПКРЫМ.1.110 - ЗАПКРЫМ.\*АТ1 - ЗАПКРЫМ.1.330 - ОСТРОВ.1.330 - КахГПП.1.330 - ВП  
Контур 27  
Вход 1: НС355.2.6 - НС355.\*Т2  
Вход 2: НС355.2.6 - НС355.\*Т2  
Контур 28  
Вход 1: \_213 - \_10 - \_16 - \_22 - ОСТРОВ.1.110 - ОСТРОВ.\*АТ1 - ОСТРОВ.1.330 - КахГПП.1.330 - ВП  
Вход 2: \_213 - \_178 - ЗИМИНО.1.110 - ДОНУЗЛ.1.110 - ДОНУЗЛ.\*АТ1 - ДОНУЗЛ.1.220 - КРАСНОП.1.220 - ТИТАН.1.220 - КахГПП.1.220 - ВП  
Контур 29  
Вход 1: СИМФЕРОП.1.110 - СИМФЕРОП.\*АТ1 - СИМФЕРОП.1.220  
Вход 2: СИМФЕРОП.1.110 - СИМФЕРОП.\*АТ2 - СИМФЕРОП.1.220  
Контур 30  
Вход 1: МАРЬЯНОВ.2.35 - МАРЬЯНОВ.\*Т2 - МАРЬЯНОВ.1.220  
Вход 2: МАРЬЯНОВ.2.35 - МАРЬЯНОВ.\*Т4 - МАРЬЯНОВ.1.220  
Контур 31  
Вход 1: САКИ.1.110 - ЗАПКРЫМ.1.110  
Вход 2: САКИ.1.110 - ЗАПКРЫМ.1.110  
Контур 32  
Вход 1: ФЕОДОСИЯ.1.220 - НС2.1.220 - ДЖАНКОЙ.1.220 - КРАСНОП.1.220 - ТИТАН.1.220 - КахГПП.1.220 - ВП  
Вход 2: ФЕОДОСИЯ.1.220 - СИМФЕРОП.1.220 - СИМФЕРОП.\*АТ4 - СИМФЕРОП.1.330 - ДЖАНКОЙ.1.330 - КахГПП.1.330 - ВП  
Контур 33  
Вход 1: СИМФЕРОП.1.220 - СИМФЕРОП.\*АТ4 - СИМФЕРОП.1.330  
Вход 2: СИМФЕРОП.1.220 - СИМФЕРОП.\*АТ5 - СИМФЕРОП.1.330  
Контур 34  
Вход 1: ОСТРОВ.1.110 - ОСТРОВ.\*АТ1 - ОСТРОВ.1.330  
Вход 2: ОСТРОВ.1.110 - ОСТРОВ.\*АТ2 - ОСТРОВ.1.330  
Контур 35  
Вход 1: ДЖАНКОЙ.1.220 - КРАСНОП.1.220 - ТИТАН.1.220 - КахГПП.1.220 - ВП  
Вход 2: ДЖАНКОЙ.1.220 - ДЖАНКОЙ.\*АТ3 - ДЖАНКОЙ.1.330 - КахГПП.1.330 - ВП  
Контур 36  
Вход 1: ДЖАНКОЙ.1.220 - КРАСНОП.1.220 - ТИТАН.1.220 - КахГПП.1.220 - ВП  
Вход 2: ДЖАНКОЙ.1.220 - ДЖАНКОЙ.\*АТ2 - ДЖАНКОЙ.1.330 - КахГПП.1.330 - ВП  
Контур 37  
Вход 1: ДЖАНКОЙ.1.220 - КРАСНОП.1.220 - ТИТАН.1.220 - КахГПП.1.220 - ВП  
Вход 2: ДЖАНКОЙ.1.220 - ДЖАНКОЙ.\*АТ1 - ДЖАНКОЙ.1.330 - КахГПП.1.330 - ВП  
Контур 38  
Вход 1: ТИТАН.2.35 - ТИТАН.\*Т2 - ТИТАН.1.220  
Вход 2: ТИТАН.2.35 - ТИТАН.\*Т4 - ТИТАН.1.220  
Контур 39  
Вход 1: ТИТАН.1.35 - ТИТАН.\*Т1 - ТИТАН.1.220  
Вход 2: ТИТАН.1.35 - ТИТАН.\*Т3 - ТИТАН.1.220  
Контур 40  
Вход 1: ОСТРОВ.1.330 - КахГПП.1.330  
Вход 2: ОСТРОВ.1.330 - ДЖАНКОЙ.1.330 - КахГПП.1.330  
Контур 41  
Вход 1: ДЖАНКОЙ.1.330 - КахГПП.1.330 - ВП  
Вход 2: ДЖАНКОЙ.1.330 - Мелитополь.1.330 - ВП

## 9.4. Расчет и анализ режима схемы 35 кВ и выше ОАО "Крымэнерго"

Общие характеристики режима показаны ниже:

Схема : Крым

Узлов=2080 Ветвей=2599 Контуров=41 БП=3 ФМ=0

[Анализ расчетной конфигурации]

Схема "Крым" содержит узлы без питания (21)

Точность расчета : 0,0001

Невязка по напряжению : 0,000098, узел: 1934 ФЕОДОСИЯ.\*АТЗ

Невязка по конт.токам : 0,000001

Количество итераций : 29, время расчета: 0:00:00

[В схеме завышены напряжения узлов]

Анализ напряжений выполняется в таблице выбором меню "Режим" - "Напряжения узлов" или кнопкой "U"

[В схеме занижены напряжения узлов]

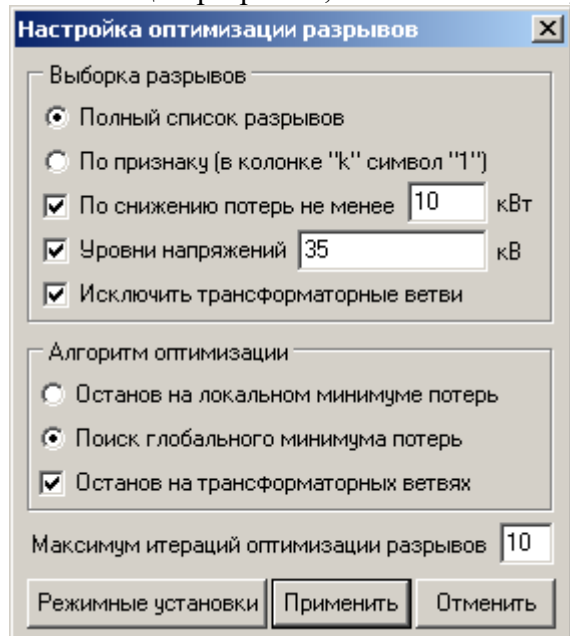
Анализ напряжений выполняется в таблице выбором меню "Режим" - "Напряжения узлов" или кнопкой "U"

Потребление	:	1142513.884 кВт	227064.784 кВАр
Район № 1:		460853.884 кВт	104437.293 кВАр
Район № 2:		99959.000 кВт	23942.370 кВАр
Район № 3:		215366.002 кВт	50726.640 кВАр
Район № 4:		54505.000 кВт	15258.480 кВАр
Район № 5:		120230.001 кВт	18000.000 кВАр
Генерация	:	-144200.001 кВт	-125100.000 кВАр
Район № 1:		-100000.000 кВт	-104000.000 кВАр
Район № 2:		-4000.000 кВт	-4000.000 кВАр
Район № 3:		-12000.000 кВт	-7000.000 кВАр
Район № 4:		0.000 кВт	0.000 кВАр
Район № 5:		0.000 кВт	0.000 кВАр
Балансная мощность	:	-1080050.654 кВт	-60252.075 кВАр
<b>Потери в схеме</b>	:	<b>81736.965 кВт</b>	<b>-41712.503 кВАр</b>
Нагрузочные потери	:	71035.529 кВт	505666.047 кВАр
от актив.перетоков:		67478.914 кВт	
от реакт.перетоков:		3556.615 кВт	
Потери холост.хода	:	10701.435 кВт	-363501.938 кВАр
шунтирующие реакт.:		0.000 кВт	0.000 кВАр
конденсатор. уст.:		0.000 кВт	-183876.612 кВАр
Небаланс в схеме	:	-0.194 кВт	-0.206 кВАр

Заниженные напряжения наблюдаются в сети 220, 330 кВ (средние точки трансформаторов в счет не идут). Завышенные напряжения наблюдаются в основном на насосных подстанциях, которые в зимний режим находятся без нагрузки. Перегрузов по линиям и трансформаторам нет. Суммарные потери составили **81737** кВт.

## 9.5. Оптимизация разрывов сети 35 кВ полной схемы ОАО "Крымэнерго"

Для оптимизации разрывов выбираем меню "Оптимизация" → "Места разрывов". В окне оптимизации разрывов, нажимаем кнопку "Настройки" и устанавливаем флаги:



Минимальный эффект от оптимизации одного разрыва принят 10 кВт. Выбраны только разрывы в сети 35 кВ. Исключены разрывы на трансформаторах 35/10(6) кВ. Алгоритм оптимизации – "Поиск глобального минимума", так как в нашей схеме возможны локальные минимумы потерь. Установлен запрет движения разрыва через трансформатор.

Запускаем оптимизацию в автоматическом режиме кнопкой "Старт". Оптимизация разрывов дала следующие результаты:

Итерационный процесс:

0. dP = 81737,0 кВт  
 1. dP = 78565,8 кВт  
 2. dP = 78565,8 кВт  
 Оптимизация = 3171,2 кВт

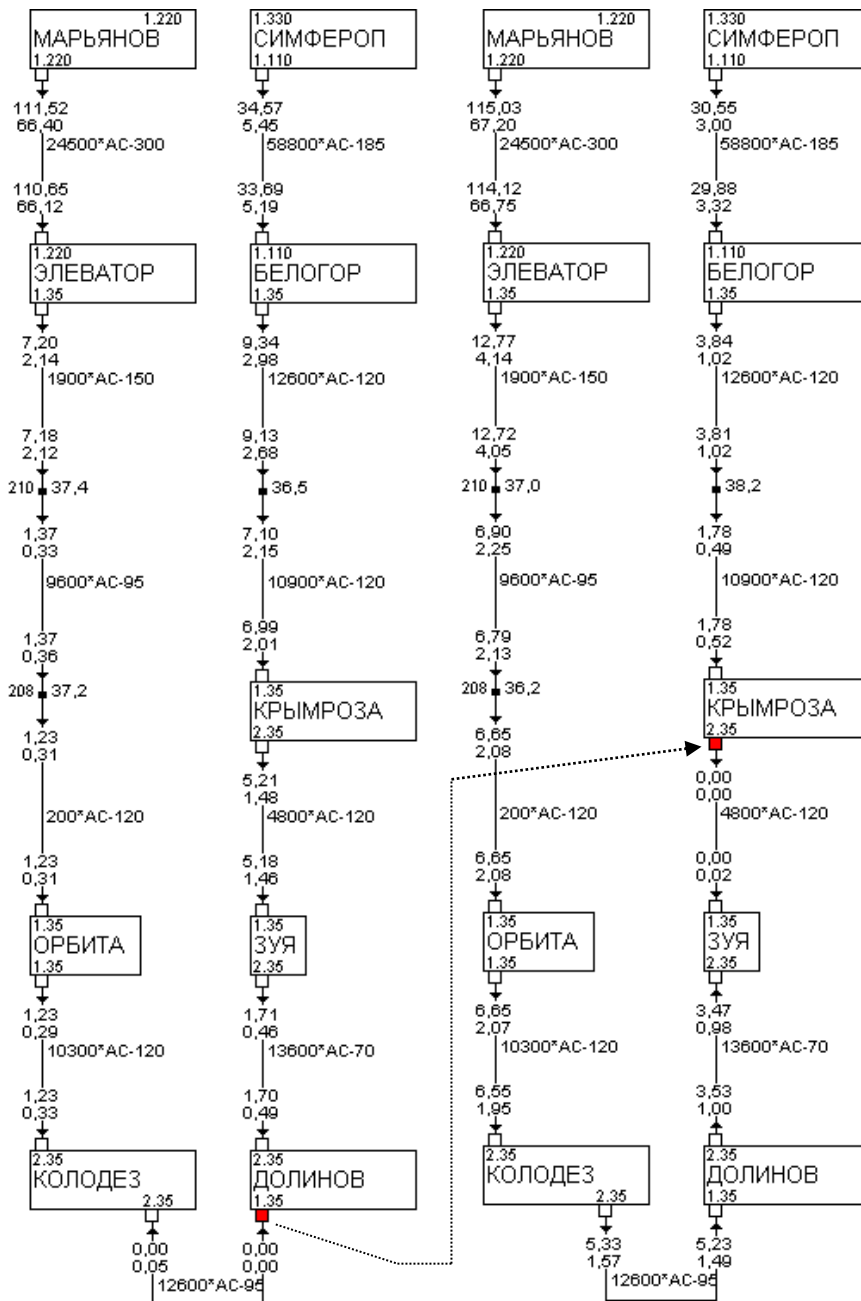
Список оптимизированных разрывов:

1. ДОЛИНОВ.1.35 x - КОЛОДЕЗ.2.35	==>	КРЫМРОЗА.2.35 x - ЗУЯ.1.35	791,6 кВт
2. КРАЙНЯЯ.2.35 x - ЖУРАВЛЕВ.1.35	==>	ОСТРЯКОВО.1.35 x - УКРОМНОЕ.2.35	304,1 кВт
3. КОММУН.1.35 x - УРОЖАЙНОЕ.1.35	==>	ВОСТОЧН.2.35 x - УРОЖАЙНОЕ.1.35	240,0 кВт
4. НС550.1.35 x - _50	==>	НС16.1.35 x - _17	183,0 кВт
5. КИРОВ.1.35 x - Н_ФЕДОР_Ф.1.35	==>	КИРОВ.1.35 x - КИРОВ.2.35	76,1 кВт
6. НАДЕЖДА.1.35 x - _179	==>	СТКРЫМ.1.35 x - ЗОЛПОЛЕ.1.35	112,6 кВт
7. НИКОЛАЕВ.1.35 x - НИКОЛАЕВ.2.35	==>	ЗАВЕТНОЕ_С.2.35 x - Кольчугино	167,5 кВт
8. МИХАЙЛ.2.35 x - НС155.1.35	==>	НИЖНЕГОР.1.35 x - МИХАЙЛ.1.35	164,6 кВт
9. Н_ЭСТОН.2.35 x - Н_ЭСТОН.1.35	==>	МАРЬЯНОВ.2.35 x - Н_ЭСТОН.2.35	158,8 кВт
10. ВЕСНА.1.35 x - РАССВЕТ.2.35	==>	ВЕСНА.1.35 x - ЗАРЕЧЬЕ.1.35	65,7 кВт
11. ЗАПАДН.1.35 x - ЗАПАДН.2.35	==>	ЗАПАДН.1.35 x - _163	77,8 кВт
12. НОВОГР.1.35 x - _203	==>	МИХАЙЛ.2.35 x - МИХАЙЛ.1.35	32,3 кВт
13. КАШТАН.2.35 x - КАШТАН.1.35	==>	КАШТАН.2.35 x - _190	61,4 кВт
14. ПАРТИЗАН.1.35 x - СКАЛИСТ.2.35	==>	ОП77 x - ВАХЧИС.2.35	51,9 кВт
15. ПЛАНЕР.2.35 x - ОРДЖОН.1.35	==>	СТКРЫМ.1.35 x - ПЛАНЕР.2.35	42,6 кВт
16. ЗАГОРОД.1.35 x - ЗАГОРОД.2.35	==>	НС1_С.1.35 x - НС62.1.35	54,4 кВт
17. МАСЛОВО.2.35 x - _15	==>	ИЗУМРУД.1.35 x - _18	48,8 кВт
18. ПЕТРОВКА.1.35 x - ПЕТРОВКА.2.35	==>	ПЕТРОВКА.1.35 x - Н_ЭСТОН.1.35	14,0 кВт
19. ЯНТАРНОЕ.1.35 x - ЯНТАРНОЕ.2.35	==>	МАРЬЯНОВ.2.35 x - _218	40,4 кВт
20. ПРОГРЕСС.1.35 x - АЛЕКСАН.2.35	==>	ЗИМИНО.1.35 x - ВОЙКОВО.1.35	30,7 кВт
21. ЛУГАНСК.2.35 x - ЛУГАНСК.1.35	==>	ДЖАНКОЙ.1.35 x - _85	31,2 кВт
22. СОЛЕНОЕ ОЗЕРО.1.35 x - _24	==>	СОЛЕНОЕ ОЗЕРО.1.35 x - _21	33,7 кВт
23. ЧИСТОП.2.35 x - ЧИСТОП.1.35	==>	ОЧИСТН.1.35 x - БАГЕРОВС.1.35	33,2 кВт
24. ЗИМИНО.2.35 x - _61	==>	ДОНУЗЛ.1.35 x - _34	26,3 кВт
25. Н_ФЕДОР_Е.2.35 x - Н_ФЕДОР_Е.1.35	==>	Н_ФЕДОР_Е.1.35 x - _83	10,6 кВт
26. ОТГРАДНОЕ.1.35 x - ВИЛИНО.2.35	==>	ВИЛИНО.2.35 x - ВИЛИНО.1.35	22,8 кВт
27. СИМИРЕН.2.35 x - ВАСИЛЬЕВ.1.35	==>	БЕЛОГОР.2.35 x - ВАСИЛЬЕВ.2.35	15,2 кВт
28. КОВЫЛ.1.35 x - СТЕПНОЕ.2.35	==>	СТЕПНОЕ.1.35 x - _186	23,1 кВт
29. ВОИНКА.2.35 x - ВОИНКА.1.35	==>	БРАТСКАЯ.2.35 x - БРАТСКАЯ.1.35	18,6 кВт

30. ЭЧЭ64.2.35 x - _161	==> ЦЕНТРАЛ.2.35 x - _163	10,7 кВт
31. ПОПОВКА.2.35 x - ПОПОВКА.1.35	==> ПОПОВКА.1.35 x - Отп_Поповка	13,5 кВт
32. КОТОВСК.1.35 x - КОТОВСК.2.35	==> ДОЗОРНОЕ.2.35 x - ДАЛЕКОЕ.1.35	10,8 кВт
33. ПРИМОР.1.35 x - _20	==> ФЕОДОСИЯ.1.35 x - АЙВАЗОВ.1.35	13,3 кВт
34. ТАРХАН.1.35 x - ТАРХАН.2.35	==> ТАРХАН.1.35 x - _49	11,3 кВт
35. КОЛОДЕЗ.1.35 x - РОВНОЕ.1.35	==> КОЛОДЕЗ.1.35 x - КОЛОДЕЗ.2.35	66,6 кВт
36. КОЛЬЦОВ.1.35 x - _43	==> КУТУР.1.35 x - _43	14,3 кВт
37. НС7.1.35 x - _8	==> ЭЛЕВАТОР.2.35 x - НС63.1.35	21,1 кВт
38. ВОСХОД35.2.35 x - ВОСХОД35.1.35	==> КЛИМОВО.1.35 x - ВОСХОД35.1.35	11,0 кВт
39. ПЛАНЕР.1.35 x - ПЛАНЕР.2.35	==> КОКТЕВ.1.35 x - КОКТЕВ.2.35	66,8 кВт

Суммарный эффект от оптимизации составил 3171 кВт (3.9% от исходных потерь 81737 кВт). Указанные в результате оптимизации численные значения эффектов от сдвигов отдельных разрывов будут достигнуты если их сдвигать именно в таком порядке сверху-вниз. В противном случае нужно перепроверять эффект от сдвига каждого разрыва в отдельности, после фиксации предыдущего.

Анализ результатов оптимизации будем выполнять на графике схемы методом построения радиусов питания от точек разрыва. Например, для 1 позиции построим радиус и ярус питания от узла ДОЛИНОВ.1.35, а затем радиус от узла КОЛОДЕЗ.2.35. Фрагмент данного разрыва в сокращенном варианте показан на ниже:



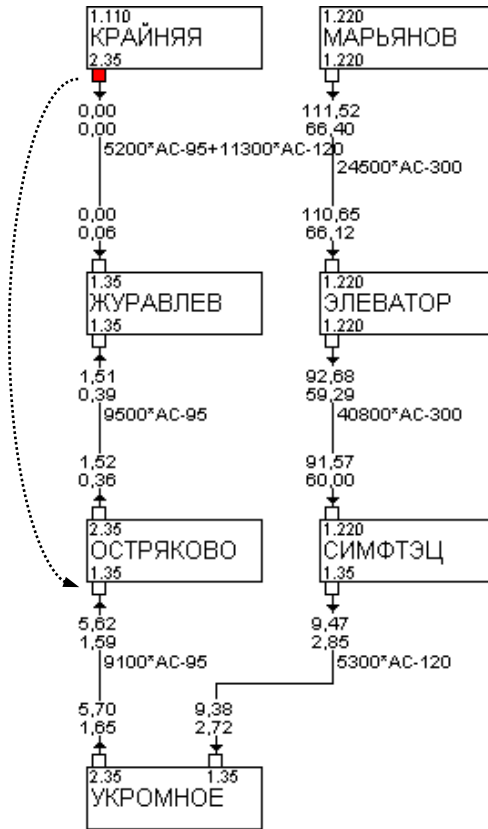
Пунктирной линией показан перенос разрыва. Визуально трудно оценить причины такого переноса. Проанализируем численные изменения по трем составляющим: линии 35 кВ (П35), питающая линия 110 кВ Симферополь – Белогорск (П110) и питающая линия 220 кВ Марьяновка – Элеваторная (П220). В исходном состоянии:  
 П35 = 390 кВт  
 П110 = 886 кВт  
 П220 = 869 кВт  
 После переноса разрыва:  
 П35 = 464 кВт  
 П110 = 674 кВт  
 П220 = 911 кВт

Полный эффект составил:  
 $390+886+869-464-674-911=96$  кВт.

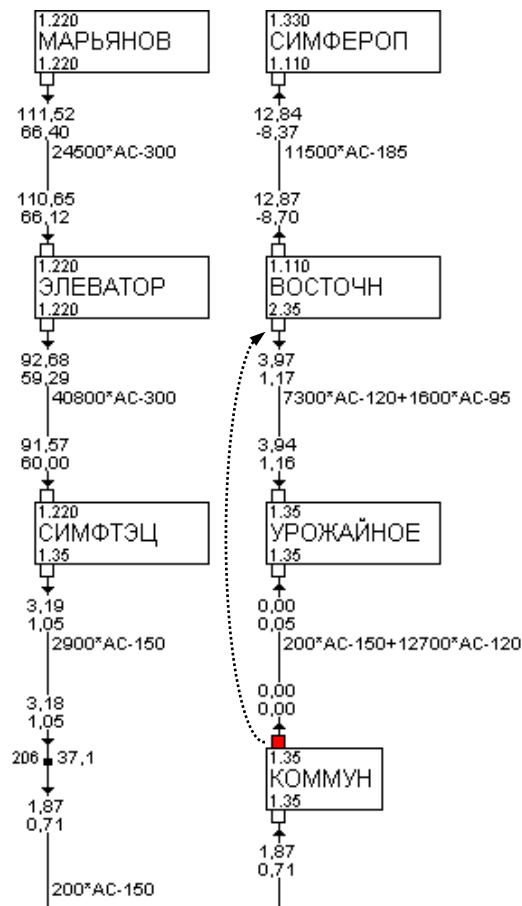
Уменьшение потерь достигнуто за счет разгрузки линии 110 кВ и переноса нагрузки на линию 220 кВ, хотя потери в сети 35 кВ выросли (390 → 464 кВт).

Суммарный эффект от сдвига этого разрыва составил 792 кВт (в основном за счет уменьшения потерь в сети 110 кВ).

Сдвиг разрыва во 2-й позиции: КРАЙНЯЯ.2.35 - ЖУРАВЛЕВ.1.35 → ОСТРЯКОВО.1.35 - УКРОМНОЕ.2.35 как раз дает уменьшение потерь в сети 35 кВ, что наблюдается визуально:



Эффект от сдвига разрыва в 3-й позиции: КОММУН.1.35-УРОЖАЙНОЕ.1.35 → ВОСТОЧН.2.35 - УРОЖАЙНОЕ.1.35 достигается за счет уменьшения потерь в сети 110 кВ.



## 9.6. Оптимизация разрывов сети 35 кВ сокращенной схемы ОАО "Крымэнерго"

Для того, чтобы выделить только те разрывы, которые дают эффект за счет снижения потерь в сети 35 кВ из полной схемы 330/220/110/35/10(6)/0.4 кВ ОАО "Крымэнерго" эквивалентно выделена только сеть 35 кВ (без трансформаторов). Балансирующими узлами выбраны секции шин питающих подстанций с напряжением 37 кВ:

АЛЕКСАН.1.35	ЖАВОРОН.2.35	МАРЬЯНОВ.2.35	ПОЧТОВОЕ.1.35
АЛЕКСАН.2.35	ЗИМИНО.1.35	МЕКГОРЫ.1.35	ПОЧТОВОЕ.2.35
БАХЧИС.1.35	ЗИМИНО.2.35	МЕКГОРЫ.2.35	ПРИМОР.1.35
БАХЧИС.2.35	КАЗАНТИП.1.35	МИТЯЕВО.1.35	САКИ.1.35
БЕЛОГОР.1.35	КАЗАНТИП.2.35	МИТЯЕВО.2.35	САКИ.2.35
БЕЛОГОР.2.35	КБТЕЦ.1.35	МОЙНАКИ.1.35	СИМФТЭЦ.1.35
ВОСТОЧН.1.35	КБТЕЦ.2.35	МОЙНАКИ.2.35	СИМФТЭЦ.2.35
ВОСТОЧН.2.35	КОВЫЛ.1.35	НИЖНЕГОР.1.35	СТКРЫМ.1.35
ВЫПАСНОЕ.1.35	КОВЫЛ.2.35	НИЖНЕГОР.2.35	ТИТАН.1.35
ВЫПАСНОЕ.2.35	КОКТЕБ.1.35	НС16.1.35	ТИТАН.2.35
ДЖАНКОЙ.1.35	КОКТЕБ.2.35	НС16.2.35	ТРАКТ.1.35
ДЖАНКОЙ.2.35	КРАЙНЯЯ.1.35	НС2.1.35	ТРАКТ.2.35
ДЖАНКОЙ.3.35	КРАЙНЯЯ.2.35	НС2.2.35	ФЕОДОСИЯ.1.35
ДОЗОРНОЕ.1.35	КРАСНОП.1.35	НС3.1.35	ЦЕНТРАЛ.1.35
ДОЗОРНОЕ.2.35	КРАСНОП.2.35	НС3.2.35	ЦЕНТРАЛ.2.35
ДОНУЗЛ.1.35	ЛЕНИНО.1.35	ОЧИСТН.1.35	ЭЛЕВАТОР.1.35
ДОНУЗЛ.2.35	ЛЕНИНО.2.35	ОЧИСТН.2.35	ЭЛЕВАТОР.2.35
ЖАВОРОН.1.35	МАРЬЯНОВ.1.35	ПОДГОР.1.35	ЮЖНАЯ.Т1.35

Схема содержит 832 узла и 893 линии, имеется один замкнутый контур, образованный параллельными линиями от отпайки на п/ст Межгорье. Исходные потери равны 3663 кВт.

После оптимизации с теми же установками имеем результат:

Итерационный процесс:

0. dP = 3663,4 кВт

1. dP = 2928,3 кВт

2. dP = 2928,3 кВт

Оптимизация = 735,1 кВт

Список оптимизированных разрывов:

1. ЗУЯ.2.35 x - _219	==>	ЗУЯ.1.35 x - ЗУЯ.2.35	131,0 кВт
2. ДОЛИНОВ.1.35 x - КОЛОДЕЗ.2.35	==>	ЗУЯ.2.35 x - ДОЛИНОВ.2.35	44,4 кВт
3. КРАЙНЯЯ.2.35 x - ЖУРАВЛЕВ.1.35	==>	ОСТРЯКОВО.2.35 x - ОСТРЯКОВО.1.35	65,6 кВт
4. КРАСНАЯ.2.35 x - КРАСНАЯ.1.35	==>	Пригород.2.35 x - _165	59,7 кВт
5. КАШТАН.2.35 x - КАШТАН.1.35	==>	ЮЖНАЯ.Т1.35 x - _190	53,3 кВт
6. ЭЧЭ63.2.35 x - ГВАРД.2.35	==>	ГВАРД.2.35 x - ГВАРД.1.35	55,4 кВт
7. ЗАГОРОД.1.35 x - ЗАГОРОД.2.35	==>	НС62.1.35 x - ЗАГОРОД.1.35	49,4 кВт
8. АЛЬМА.1.35 x - КОЛЬЧУГ.1.35	==>	КОЛЬЧУГ.1.35 x - _Кольчугино	37,7 кВт
9. УТРЗАРЯ.1.35 x - ОЧСООРУЖ.2.35	==>	УТРЗАРЯ.2.35 x - АВАНГАР.2.35	33,6 кВт
10. АЗОВСКАЯ.1.35 x - НС155.1.35	==>	МАЙСКАЯ.2.35 x - АЗОВСКАЯ.1.35	31,1 кВт
11. СОВЕТ.2.35 x - СОВЕТ.1.35	==>	ХЛЕБ.1.35 x - СОВЕТ.2.35	28,6 кВт
12. ЭЛЕВАТ.2.35 x - СУВОРОВ.1.35	==>	КУТУР.1.35 x - _43	20,9 кВт
13. ОТРАДНОЕ.1.35 x - ВИЛИНО.2.35	==>	ВИЛИНО.1.35 x - ВИЛИНО.2.35	13,7 кВт
14. КОВЫЛ.1.35 x - СТЕПНОЕ.2.35	==>	СТЕПНОЕ.1.35 x - _186	19,8 кВт
15. ЭЧЭ61.1.35 x - ЭЧЭ61.2.35	==>	ЭЧЭ61.2.35 x - КРАСНОГВ.2.35	19,1 кВт
16. Н_ФЕДОР_Е.2.35 x - Н_ФЕДОР_Е.1.35	==>	Н_ФЕДОР_Е.1.35 x - _83	15,2 кВт
17. ПРИМОР.1.35 x - _20	==>	ФЕОДОСИЯ.1.35 x - АЙВАЗОВ.1.35	10,1 кВт
18. ПРОСТОР.1.35 x - ПРОСТОР.2.35	==>	НС214.1.35 x - _57	10,3 кВт
19. КОЛОДЕЗ.1.35 x - РОВНОЕ.1.35	==>	КОЛОДЕЗ.1.35 x - КОЛОДЕЗ.2.35	13,4 кВт
20. ОХОТСК.2.35 x - _155	==>	ОХОТСК.1.35 x - _71	13,1 кВт
21. ЧАПАЕВ.1.35 x - ИЗОБИЛ.1.35	==>	ИЗОБИЛ.1.35 x - ЧКАЛОВО.1.35	10,0 кВт

Каждый из указанных сдвигов разрывов нужно детально проанализировать, проверить на полной схеме, повторить оптимизацию после уточнения нагрузок и т.д., после этого можно говорить о целесообразности переноса разрыва.