

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Хакасский технический институт – филиал ФГАОУ ВО  
«Сибирский федеральный университет»  
институт  
«Электроэнергетика»  
кафедра

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
\_\_\_\_\_ Г. Н Чистяков  
подпись                      инициалы, фамилия  
« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г.

## БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»  
код – наименование направления

Разработка и исследование эффективности мероприятий по повышению  
пропускной способности линий 35 кВ в ремонтных режимах  
ф. Т24 – ф. Т65/71  
тема

Руководитель	_____	доцент каф. ЭЭ, к.т.н.	<u>А.В. Коловский</u>
	подпись, дата	должность, ученая степень	инициалы, фамилия
Выпускник	_____		<u>В.Н. Пашковский</u>
	подпись, дата		инициалы, фамилия
Нормоконтролер	_____		<u>И.А. Кычакова</u>
	подпись, дата		инициалы, фамилия

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Разработка и исследование эффективности мероприятий по повышению пропускной способности линий 35 кВ в ремонтных режимах ф. Т-24 – ф. Т-65/71» содержит 57 страниц текстового документа, 32 рисунка, 11 таблиц, 25 использованных источников, 3 листа графического материала.

ПРОПУСКНАЯ СПОСОБНОСТЬ, РЕАКТИВНАЯ МОЩНОСТЬ, ГРАДИЕНТНЫЙ МЕТОД, ОПТИМИЗАЦИЯ, СЕТИ С ДВУСТОРОННИМ ПИТАНИЕМ, КОМПЕНСАЦИЯ, РЕМОНТНЫЙ РЕЖИМ.

Объект исследований – параметры режимов участка электрической сети 35 кВ ПС Югачи – ПС Аскиз.

Предмет исследований – возможность повышения качества напряжения при помощи компенсации реактивной мощности и увеличения сечений головных участков линий.

Методы исследования – статистические методы оптимизации.

Научная новизна – использование программного обеспечения Excel и RastrWin для решения оптимизационных задач и проверки эффективности мероприятий.

Цель работы заключается в рассмотрении возможности повышения качества напряжения с помощью установки компенсирующих устройств и увеличения сечений линий.

Значимость работы обусловлена тем, что исследование направлено на решение важной для филиала ПАО «МРСК Сибири» – «Хакасэнерго» задачи по повышению пропускной способности транзита электроэнергии Югачи – Аскиз.

Задачи выпускной квалификационной работы: смоделировать и проанализировать различные режимы работы участка ПС «Югачи» - ПС «Аскиз»; определить оптимальные мощности и места установки

компенсирующих устройств; определить возможность замены проводов ВЛ на провода большего сечения; проверить эффективность мероприятий.

В результате проработки проекта были найдены оптимальные места расположения компенсирующих устройств и их мощности с учетом различных критериев и ограничений.

## ABSTRACT

Graduation qualification work on the topic "Development and study of efficiency of measures to increase the capacity of 35 kV lines in repair modes. T-24 - f. T-65/71" contains 59 pages of a text document, 32 figures, 11 tables, 25 used sources, 3 sheets of graphic material.

CAPACITY, REACTIVE POWER, GRADIENT METHOD, OPTIMIZATION, BILLS NETWORK, COMPENSATION, REPAIR MODE.

The object of research is the parameters of the regimes of the section 35 kV SS Yugachi - SS Askiz.

The subject of research is the possibility of improving the quality of voltage by compensating reactive power and increasing the cross sections of the head sections of the lines.

Research methods - statistical optimization methods.

Scientific novelty is the use of Excel and RastrWin software to solve optimization problems and verify the effectiveness of measures.

The purpose of the work is to improve the quality of the compensating devices and increasing the cross-sections of the lines.

The significance of the work is due to the fact that the study is aimed at the solution for the branch of PJSC "MRSK of Siberia" - "Khakasenergo" - to assess the capacity of the transit of electricity Yugachi - Askiz.

The tasks of the final qualifying work: to simulate and analyze the various operating modes of the section SS "Yugachi" - SS "Askiz"; determine the optimum power and installation location of compensating devices; optimal sections of the head sections of the lines; check the effectiveness of activities.

As a result of the development of the project, the optimal options for allocating funds, their capacity and their power and cross sections of the lines were found, taking into account various criteria.

## СОДЕРЖАНИЕ

РЕФЕРАТ .....	2
ВВЕДЕНИЕ.....	7
1 Теоретическая часть.....	9
1.1 Обзор методов расчета и моделирования режимов электрических сетей	9
1.2 Обзор мероприятий по повышению пропускной способности линий...	13
1.2.1 Поперечная компенсация.....	13
1.2.2 Продольная компенсация.....	14
1.2.3 Увеличение сечений проводников линий .....	16
1.2.4 Поднятие класса напряжения линий (реконструкция ПС).....	16
1.2.5 Оптимизация потоков мощности .....	18
1.3 Компенсирующие устройства и их влияние на пропускную способность линий и напряжение в узлах энергосистемы .....	19
1.3.1 Синхронные компенсаторы .....	19
1.3.2 Статические тиристорные компенсаторы .....	20
1.3.3 Шунтирующие реакторы .....	22
1.3.4 Установки продольной компенсации .....	23
1.3.5 Батареи конденсаторов.....	23
1.3.6 Влияние КУ на пропускную способность элементов сети и напряжение в узлах.....	24
1.4 Оптимизация потоков реактивной мощности. Методы решения оптимизационных задач .....	26
1.4.1 Оптимизация потоков реактивной мощности .....	26
1.4.2 Методы решения оптимизационных задач .....	26
1.4.3 Градиентный метод. Целевые функции и ограничения.....	30
2. Аналитическая часть.....	33
2.1 Моделирование нормального режима работы участка сети .....	33
2.2.1 Моделирование нормального режима работы.....	36
2.2.2 Моделирование аварийных режимов работы .....	43
2.3 Разработка вариантов повышения пропускной способности ЛЭП и обеспечения качества напряжения в узлах энергосистемы.....	49
3 Практическая часть .....	54

3.1 Проверка эффективности разработанных мероприятий моделированием в RastrWin.....	54
3.1.1 Моделирование замены ВЛ. ....	54
3.1.2 Поперечная компенсация реактивной мощности.....	56
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	65
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	66

## ВВЕДЕНИЕ

Современный мир невозможно представить себе без использования электрической энергии. Ее потребление непрерывно растет, что обусловлено постоянным ростом числа и мощности потребителей. При этом необходимо соблюдение баланса между потребляемой и генерируемой как активной, так и реактивной мощности. Дефицит первой приводит к снижению частоты напряжения в сети и может нарушить устойчивость энергосистемы, дефицит второй же приводит к снижению напряжения в узловых точках сети.

В работе объектом исследования являются параметры режимов работы участка электрической сети 35 кВ ПС Югачи - ПС Аскиз «Хакасэнерго» – филиала ПАО «МРСК Сибири». На данном участке сети в результате роста мощности приемников электроэнергии в режимах максимального потребления отключение одного из головных участков сети приводит к недопустимому снижению напряжения на шинах 10 кВ подстанций. Причем диапазона регулирования РПН и ПБВ для обеспечения требуемого уровня напряжения становится недостаточно.

Единственным способом обеспечить качество напряжения остается отключение части потребителей электроэнергии. Таким образом, для электрических сетей является актуальной задача обеспечения допустимых по ГОСТ напряжений и повышения пропускной способности ЛЭП в ремонтных режимах. Под ремонтным понимается режим, в котором в силу некоторых причин отключен один из головных участков, а питание всего участка обеспечивается только от одного источника.

Одним из очевидных решений задачи повышения пропускной способности ЛЭП является замена проводов линий на провода большего сечения, что снижает сопротивление ЛЭП, а следовательно потери мощности и напряжения сети [1]. Установка компенсирующих устройств позволяет разгрузить ЛЭП от передачи реактивной мощности и тем самым повысить пропускную способность для передачи активной мощности [2].

При рассмотрении возможности компенсации реактивной мощности встает задача оптимизации данного мероприятия [3], то есть необходимость найти наиболее выгодный вариант использования компенсирующих устройств, при котором при минимальных затратах можно получить максимальный эффект [4].

Целью работы является разработка возможных мероприятий для обеспечения качества напряжения в узловых точках и повышения пропускной способности в линиях с двусторонним питанием при отключении одного из головных участков сети.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- Смоделировать и проанализировать различные режимы работы участка 35 кВ ПС Югачи - ПС Аскиз в программе RastrWin;
- При помощи программы Excel методом сопряженных градиентов определить оптимальные мощности и места установки компенсирующих устройств, необходимых для поддержания требуемого уровня напряжения в ремонтных или аварийных режимах;
- Рассмотреть достаточность замены проводов головных участков на проводники большего сечения;
- Проверить эффективность мероприятий по компенсации реактивной мощности с помощью моделирования.

Идея данного исследования заключается в использовании программного обеспечения RastrWin и Microsoft Excel для решения поставленной задачи при помощи математических методов оптимизации.

Актуальность работы обусловлена тем, что исследование направлено на решение важной для филиала ПАО «МРСК Сибири» – «Хакасэнерго» задачи по повышению пропускной способности транзита электроэнергии Югачи – Аскиз, и ее результаты могут быть использованы для технико-экономического сравнения нескольких мероприятий по решению рассматриваемой задачи.



## **1 Теоретическая часть.**

### **1.1 Обзор методов расчета и моделирования режимов электрических сетей**

Электрические сети и системы включают в себя линии электропередач (ЛЭП), трансформаторные подстанции и распределительные пункты. Электроэнергетические системы характеризуются различными видами и количеством и значениями протекающих в них мощностей. Электрическая сеть, в свою очередь, характеризуется быстротой протекания процессов, балансом активных и реактивных мощностей и одновременным процессом производства и потребления электроэнергии, которая не подлежит складированию.

Электрические сети объединены в энергосистемы, что позволяет снижать потери электроэнергии, способствует более рациональному использованию, распределению и потреблению электроэнергии. Но для расчета процессов, проходящих в энергосистемах, зачастую требуется специальное программное обеспечение (или программные комплексы) для расчета как переходных, так и установившихся режимов. Далее приведено краткое описание некоторых из них.

**ПК «КОСМОС».** Программный комплекс (ПК) КОСМОС ориентирован на использование в службах электрических режимов и диспетчерских службах энергосистем и энергообъединений. Для решения задач оперативного управления может быть использован программный комплекс КОСМОС, ориентированный на проведение оперативных расчетов режимов энергосистем на основе телеметрической информации. В его составе объединены программы, позволяющие решать следующие задачи:

- синтеза расчетной схемы на основе описаний схем первичных коммутаций станций и подстанций;

- оценивания режимов энергосистем на основе телеметрической информации;
- расчета установившихся и самоустанавливающихся по частоте режимов;
- утяжеления установившихся режимов;
- оптимизации режимов по реактивной мощности;
- оптимизации режимов по активной мощности;
- иерархических расчетов режимов.

Внедрение в практику диспетчерского управления современных высокопроизводительных средств вычислительной техники, развитие возможностей обмена информацией между уровнями диспетчерской иерархии посредством высокоскоростных каналов создает предпосылки для разработки и дальнейшего совершенствования методик и программ, предназначенных для оперативных расчетов режимов энергосистем на основе телеметрической информации.[5]

**Matlab Simulink.** Simulink – это графическая среда имитационного моделирования, позволяющая при помощи блок-диаграмм в виде направленных графов, строить динамические модели, включая дискретные, непрерывные и гибридные, нелинейные и разрывные системы.

Интерактивная среда Simulink, позволяет использовать уже готовые библиотеки блоков для моделирования электросиловых, механических и гидравлических систем, а также применять развитый модельно-ориентированный подход при разработке систем управления, средств цифровой связи и устройств реального времени.

Дополнительные пакеты расширения Simulink позволяют решать весь спектр задач от разработки концепции модели до тестирования, проверки, генерации кода и аппаратной реализации. Simulink интегрирован в среду MATLAB, что позволяет использовать встроенные математические алгоритмы, мощные средства обработки данных и научную графику.

**Mathcad.** Mathcad – это приложение для математических и инженерных вычислений, промышленный стандарт проведения, распространения и хранения расчетов. Mathcad – продукт компании PTC – мирового лидера разработки систем САПР, PDM и PLM. Mathcad является универсальной системой, т.е. может использоваться в любой области науки и техники – везде, где применяются математические методы.

Документы Mathcad представляют расчеты в виде, очень близком к стандартному математическому языку, что упрощает постановку и решение задач. Mathcad содержит текстовый и формульный редактор, вычислитель, средства научной и деловой графики, а также огромную базу справочной информации, как математической, так и инженерной. Редактор формул обеспечивает естественный «многоэтажный» набор формул в привычной математической нотации (деление, умножение, квадратный корень, интеграл, сумма и т.д.). Мощные средства построения графиков и диаграмм сочетают простоту использования и эффектные способы визуализации данных и подготовки отчетов.

Вычислительные средства Mathcad обеспечивают расчеты по сложным математическим формулам, включая численные методы и аналитические преобразования. Mathcad имеет большой набор встроенных математических функций, позволяет вычислять ряды, суммы, произведения, интегралы, производные, работать с комплексными числами, решать линейные и нелинейные уравнения, а также дифференциальные уравнения и системы, проводить минимизацию и максимизацию функций, выполнять векторные и матричные операции, статистический анализ и т.д. Автоматически ведётся контроль размерностей и пересчёт в разных системах измерения (СИ, СГС и др.). [6]

**PSCAD.** PSCAD является быстродействующим, точным и удобным инструментом для моделирования работы энергосистем и силовых электронных преобразователей при их проектировании, анализе, оптимизации и верификации. Программа PSCAD с модулем моделирование

переходных процессов EMTDC™ предоставляет широкий выбор инструментов и богатую библиотеку компонентов для глубокого анализа работы энергооборудования. С 1993 года PSCAD установлен более чем на 35000 рабочих мест в 1500 организациях из более чем в 80 стран.

**Программный комплекс "Bars "**. Программный комплекс Bars разработан для работы с большой расчетной моделью ЕЭС России на балансирующем рынке электроэнергии.

**Программный комплекс "Lincor "** Программный комплекс Lincor разработан для комплексной оптимизации электроэнергетической системы.

**Программный комплекс RastrWin.** RastrWin предназначен для решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем. Данный программный комплекс используется более чем в 260 системных и диспетчерских организациях, а также в проектных и научно-исследовательских институтах на территории России и стран СНГ. Расчет в программе осуществляется с помощью метода итерации.

Существует три типа лицензии для работы с RastrWin:

- а) Ознакомительная (не требует регистрации и позволяет работать с тестовой схемой без сохранения результатов на диск);
- б) Студенческая (требует бесплатной регистрации и позволяет работать с любой схемой объемом до 60 узлов без ограничений);
- в) Коммерческая (обеспечивает выполнение заказанных функций без ограничений).

Существенным достоинством этой программы является легкость анализа режимов на модели после переключений в сети (отключение узлов, линий), а также легкость в получении студенческой лицензии. Так же в процессе обучения были получены навыки работы с данным программным комплексом. Учитывая преимущества программного комплекса RastrWin, в дальнейшем моделирование участка сети производилось в его среде.[7]

## **1.2 Обзор мероприятий по повышению пропускной способности линий**

Для повышения пропускной способности линий возможно применение нескольких различных способов, а именно:

- поперечная компенсация,
- продольная компенсация
- увеличение сечений линий,
- поднятие класса напряжения линий (реконструкция ПС),
- оптимизация потоков мощности.

Рассмотрим каждый метод более подробно.

### **1.2.1 Поперечная компенсация.**

Поперечная компенсация заключается в параллельном включении компенсирующего устройства в схему электрической системы с целью снижения реактивных потоков мощности. Благодаря этому снижается токовая нагрузка, снижаются потери и создаются условия для повышения пропускной способности ЛЭП. Обычно компенсация реактивной мощности выполняется батареями статических компенсаторов, фильтро-компенсирующими устройствами, синхронными компенсаторами и синхронными двигателями. Для длинных линий высоких классов напряжений в качестве компенсирующих устройств могут применяться шунтирующие реакторы. Данный тип компенсирующих устройств поглощают реактивную мощность, которая обусловлена распределенной емкостью линии электропередач. Компенсация реактивной мощности имеет также и экономическое обоснование.

Соотношение стоимостей производства и передачи по электрическим сетям  $C_{пр} / C_{пер}$  для активной и реактивной мощности существенно различаются. Производство активной мощности (энергии) на крупных

электростанциях намного дешевле ее производства на небольших станциях, расположенных в узлах нагрузки. Снижение стоимости производства, происходящее при его концентрации на крупных электростанциях, существенно превосходит увеличение стоимости потерь электроэнергии, обусловленных ее передачей на дальние расстояния. Выработка же реактивной мощности непосредственно в узлах нагрузки осуществляется сравнительно дешевыми техническими средствами — компенсирующими устройствами (КУ). Затраты на единицу мощности КУ в 10—20 раз ниже затрат на генераторную мощность электростанций. И хотя выработка реактивной мощности на электростанциях намного дешевле, чем с помощью КУ, однако стоимость ее передачи в узлы потребления в несколько раз превышает затраты на КУ. Кроме того, в большинстве случаев эту практически «бесплатную» реактивную мощность технически невозможно передать по сети к удаленным узлам нагрузки из-за недопустимого снижения напряжения в сети.

Применение поперечной компенсации посредством различных устройств уменьшает перетоки реактивной мощности и связанные с этим потери электроэнергии. Так же применение данного типа компенсации способствует поддержанию требуемых уровней напряжений в электрических сетях.

### **1.2.2 Продольная компенсация**

С целью повышения пропускной способности, а следовательно и эффективности работы уже существующих линий электропередач, применяют устройства продольной компенсации реактивной мощности. При передаче реактивной мощности, увеличиваются значения токов, падения напряжения и потерь мощности. Это создает ограничения для передачи активной мощности, а следовательно понижается пропускная способность участка сети.

Продольная компенсация реактивной мощности предполагает дополнительное включение конденсаторов последовательно с нагрузкой через вольтодобавочный или разделительный трансформаторы, что позволяет достичь автоматического регулирования напряжения в зависимости от текущей величины тока нагрузки.

Конечно, при продольной компенсации неизбежны и аварийные режимы, причинами которых могут стать:

- повреждения конденсаторов изнутри;
- явление феррорезонанса;
- расшунтирование конденсаторов (может привести к перенапряжению);

Чтобы избежать повреждений от резкого повышения напряжения конденсаторы в такие моменты должны автоматически шунтироваться высоковольтным выключателем или мгновенно разряжаться через искровой промежуток.

Так как конденсаторы для продольной компенсации реактивной мощности включаются последовательно в цепь переменного тока, то через них течет полный ток линии, а следовательно в случае возникновения короткого замыкания ток КЗ будет протекать через конденсаторную установку.

Для увеличения пропускной способности, продольная компенсация применяется в высоковольтных линиях, чем обеспечивает устойчивость энергосистем, которые включают в себя эти линии.

При продольной компенсации ток конденсатора равен текущему через него полному току нагрузки  $I$ , и мощность батареи конденсаторов  $Q$  является величиной переменной, зависящей от нагрузки в каждый конкретный момент времени. Эту реактивную мощность можно вычислить по формуле:

$$Q_k = \frac{I^2}{\omega \cdot C} = \frac{I^2}{2 \cdot \pi \cdot f \cdot C}, \text{ (ВАр)} \quad (1.1)$$

где  $Q_k$  – мощность КУ, (кВАр);

$I$  – ток, протекающий через КУ, (А);

$f$  – частота протекаемого тока, (Гц);

$C$  – емкость КУ, (Ф).

Поскольку мощность на конденсаторах в процессе продольной компенсации не остается постоянной, то и напряжение повышается на величину, которая оказывается пропорциональна изменению реактивной нагрузки данной линии, то есть напряжение на конденсаторах так же отнюдь не постоянно, как это имеет место при поперечной компенсации реактивной мощности.

### **1.2.3 Увеличение сечений проводников линий**

В процессе эксплуатации электрической сети могут возникать проблемы связанные с повышением потерь электроэнергии и напряжения. Связано это с увеличением потребления электроэнергии, а следовательно с увеличением токовой нагрузки. Одним из возможных решений становится замена проводов воздушных линии на провода большего сечения. Данное мероприятие может быть осуществлено лишь в случае достаточной механической прочности опор и возможности установки на данные опоры проводов большего сечения. В некоторых случаях возможна реконструкция ЛЭП с изменением ее конструктивного исполнения из одноцепной линии в двухцепную. При невозможности данных мероприятий возможна постройка параллельной ЛЭП, что связано со значительным увеличением как капитальных, так и эксплуатационных затрат

### **1.2.4 Поднятие класса напряжения линий (реконструкция ПС)**

Одним из наиболее действенных способов уменьшения потерь мощности и напряжения является повышение класса напряжения



действующей сети. Потери мощности в линии уменьшаются согласно формуле пропорционально квадрату напряжения.

$$\begin{aligned}\Delta P &= 3 \cdot 10^{-3} \cdot I^2 \cdot r = \frac{S^2 \cdot r \cdot 10^{-3}}{U^2} = \frac{P^2 \cdot r \cdot 10^{-3}}{U^2} + \frac{Q^2 \cdot r \cdot 10^{-3}}{U^2} = \\ &= \Delta P_a + \Delta P_p, (\text{кВт});\end{aligned}\tag{1.2}$$

где  $\Delta P$  – потери активной мощности, (кВт);

$I$  – ток, протекающий в линии, (А);

$r$  – активное сопротивление линии, (Ом).

Так же уменьшаются потери напряжения в линии и трансформаторах.

$$\Delta U = \frac{PR + QX}{U}, (\text{кВ});\tag{1.3}$$

где  $P$  – активная мощность, протекающая через линию (трансформатор), (кВт)

$Q$  – реактивная мощность, протекающая через линию (трансформатор), (кВАр);

$R$  – активное сопротивление линии (трансформатора), (Ом);

$X$  – реактивное сопротивление линии (трансформатора), (Ом);

Перевод линий и подстанций на более высокий класс напряжения осуществляется в 4 этапа:

**1 этап.** Изготовление и покупка необходимых элементов для реконструкции ВЛ; доставка их к местам установки. Покупка и доставка оборудования для перевода подстанций на более высокий класс напряжения.

**2 этап.** Реконструкция или замена траверс, опор; в случае реконструкции – монтаж дополнительных элементов для крепления проводов к опоре по измененной схеме.

**3 этап.** Усиление изоляции поддерживающих и натяжных изолирующих подвесок (в случае реконструкции существующих опор)

**4 этап.** Перевод действующих подстанций на более высокий класс напряжения.

### **1.2.5 Оптимизация потоков мощности**

Оптимизация потоков мощности – это оптимальное управление нормальными режимами энергосистемы с надежным снабжением потребителя электрической энергией требуемого качества (то есть при соблюдении требуемых ограничений) при минимально возможных эксплуатационных затратах.

Оптимизация режимов соответствует требованиям достижения наибольшего народнохозяйственного эффекта (т. е. минимума эксплуатационных затрат) и проводится по критерию минимума расхода условного топлива при учете ограничений по использованию отдельных видов топлива. Этот критерий оптимизации режимов более целесообразен, чем минимум затрат на топливо, поскольку существующие цены на топливо не изменяются в зависимости от дефицитности данного вида топлива и не отражают его народнохозяйственной ценности. При разработке математического обеспечения предусматривается возможность использования двух критериев оптимальности режимов: минимума расхода условного топлива и минимума затрат на топливо.

Оптимизация режимов в соответствии со структурой и принципами оперативно-диспетчерского управления энергосистемами осуществляется на различных временных и территориальных уровнях. Применение данного способа повышения эффективности работы участка энергосистемы затруднено в связи с невозможностью изменения режимов работы сети.

### **1.3 Компенсирующие устройства и их влияние на пропускную способность линий и напряжение в узлах энергосистемы**

Наиболее широко распространенный метод повышения пропускной способности линий – поперечная компенсация реактивной мощности. Помимо повышения пропускной способности линий, данный метод позволяет уменьшить потери мощности и напряжения, и не требует больших капиталовложений.

Далее приведено описание различных видов компенсирующих устройств, их принцип работы и особенности.

#### **1.3.1 Синхронные компенсаторы**

Данные устройства представляют собой синхронные двигатели, работающие в режиме холостого хода, но, в отличие от обычных синхронных двигателей, синхронные компенсаторы изготавливаются с облегченным валом и имеют меньшую массу и габариты.

Синхронные компенсаторы являются регулирующими установками, влияющими на режим работы электрической сети тем, что вырабатывают и потребляют реактивную мощность. Генерация реактивной мощности происходит при перевозбуждении данных устройств. При недовозбуждении синхронный компенсатор работает в режиме потребления. Изменение значения потребляемой или генерируемой мощности достигается путем регулирования его возбуждения.

Кроме того, они предназначены для стабилизации напряжения в точке подключения и его регулирования в необходимых пределах.

Целесообразна установка данных устройств в тех точках системы, где график нагрузки элементов имеет широкие пределы изменения, так как это существенно влияет на баланс реактивной мощности. Чаще всего это

подстанции 330-500 кВ и выше. Устанавливаются синхронные компенсаторы на шинах низкого напряжения.

### **1.3.2 Статические тиристорные компенсаторы**

Основными элементами данных установок являются конденсаторы и дроссели. Они служат для накопления электромагнитной энергии. Тиристоры служат для ее быстрого преобразования.

В зависимости от режима работы и вида схемы статические тиристорные компенсаторы могут как потреблять, так и генерировать реактивную мощность. Они имеют возможность работы по принципу косвенной или прямой компенсации.

При прямой компенсации генерирование реактивной мощности производится статическим компенсатором. При этом бывает плавное и ступенчатое регулирование. В первом случае используются преобразователи частоты и преобразователи с наличием искусственной коммутации тиристоров. Для такого регулирования применяют непосредственные преобразователи частоты. Такой компенсатор является нерегулируемым генератором высокой частоты, который включается через преобразователь. В зависимости от соотношения напряжения сети и напряжения на выходе непосредственного преобразователя частоты компенсатор может потреблять или генерировать реактивную мощность.

При наличии ступенчатого регулирования необходимое количество секций батареи конденсаторов подключается тиристорными ключами по мере увеличения потребления реактивной мощности электроприемниками. Чем больше число ступеней батареи конденсаторов, тем более плавным становится регулирование реактивной мощности.

На рисунке 1.1 изображена схема установки прямой компенсации со ступенчатым регулированием.

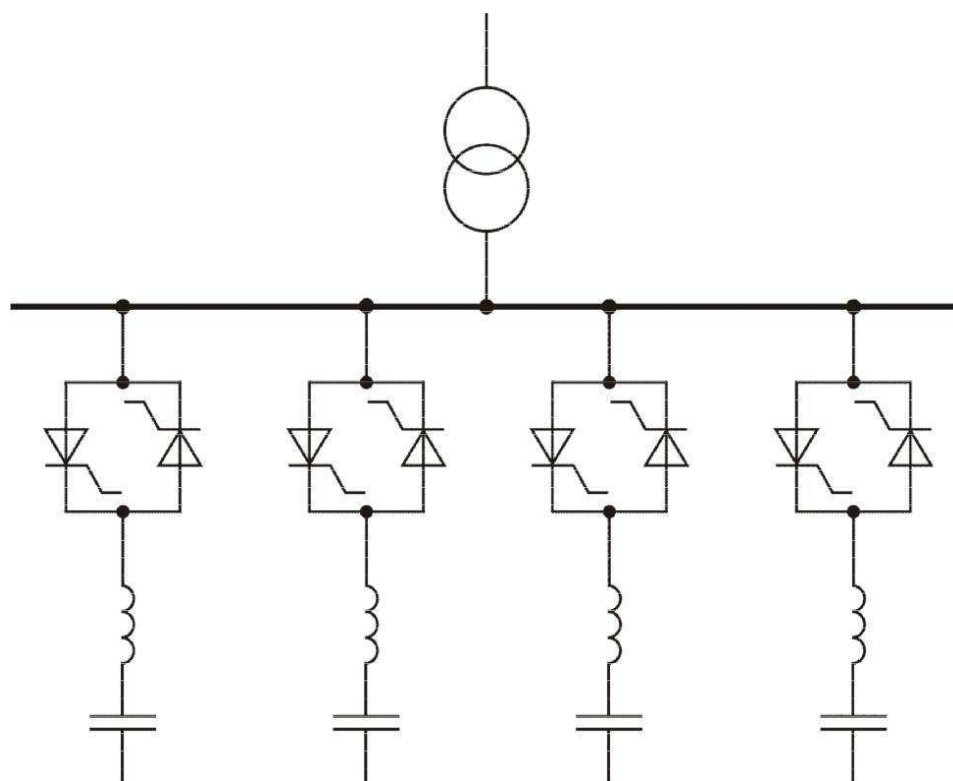


Рисунок 1.1 – Схема установки прямой компенсации реактивной мощности со ступенчатым регулированием

Отличие косвенной компенсации состоит в том, что стабилизатор реактивной мощности включают параллельно нагрузке, тем самым обеспечивая неизменную величину суммарной реактивной мощности.

При этом в качестве источника реактивной мощности тоже используются стабилизаторы с наличием тиристорных ключей. Схема такого стабилизатора изображена на рисунке 1.2.

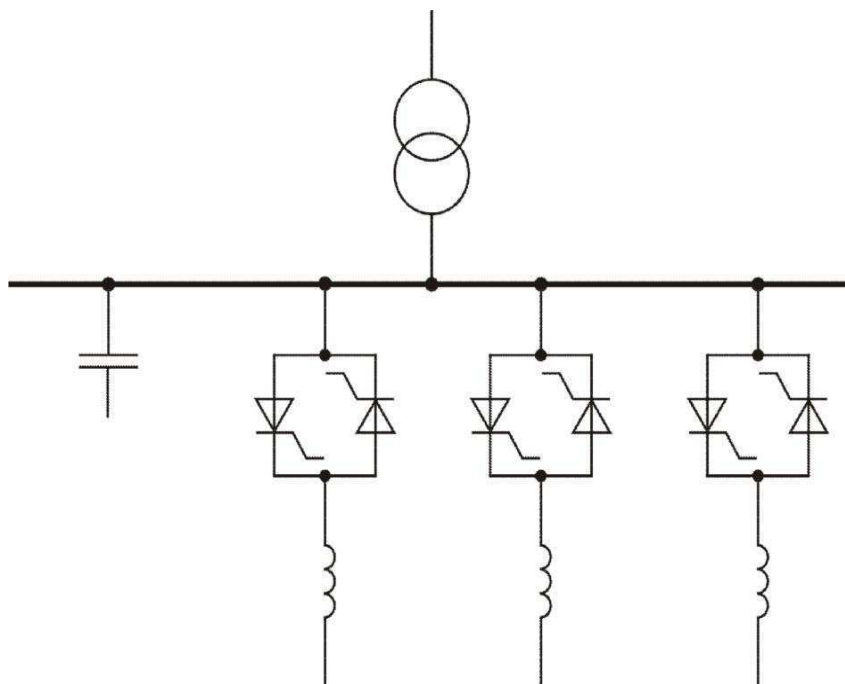


Рисунок 1.2 - Схема стабилизатора реактивной мощности с синхронизированными тиристорными ключами

Данный вид компенсирующих устройств подключается, как правило, непосредственно к шинам потребителя и используется чаще всего при наличии потребителей с неравномерным графиком нагрузки (дуговые сталеплавильные печи, тяговые подстанции).

### 1.3.3 Шунтирующие реакторы

Шунтирующие реакторы являются устройствами, потребляющими излишнюю реактивную мощность. Они выполняются в виде трехфазных и однофазных катушек без ответвлений с ненасыщенным магнитопроводом.

Данные устройства применяются для стабилизации напряжения и увеличения пропускной способности сети. Они могут подключаться к шинам подстанции, или же к самой линии.

Чаще всего шунтирующие реакторы применяются в сетях 110-1150 кВ.

### **1.3.4 Установки продольной компенсации**

Данные установки служат для изменения реактивного сопротивления линий, тем самым они регулируют уровень напряжения на ее приемном конце.

В основном они применяются для повышения пропускной способности линии, но из-за сравнительно высокой стоимости данные установки не получили широкого распространения, не выдержав конкуренции с другими видами компенсирующих устройств.

### **1.3.5 Батареи конденсаторов**

Батареи конденсаторов представляют собой конденсаторы, соединенные между собой последовательно или параллельно. Они бывают как в трех-, так и в однофазном исполнении и изготавливаются на различные номинальные мощности и напряжения.

Мощность батареи конденсаторов зависит от типа соединения фаз. При соединении фаз в треугольник ее мощность оказывается в три раза больше, чем при соединении в звезду.

На рисунке 1.3 показаны варианты соединения фаз батареи конденсаторов. Соединение в звезду изображено слева, справа – соединение фаз в треугольник.

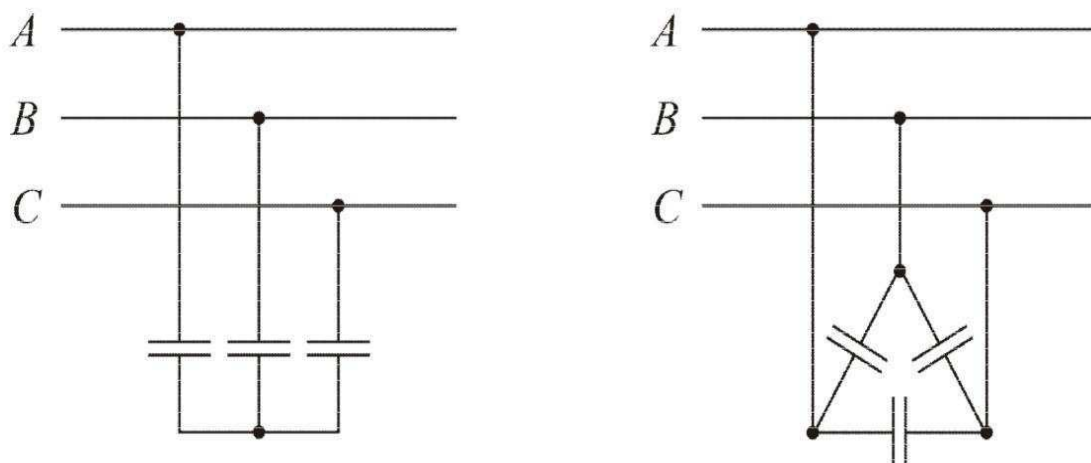


Рисунок 1.3 – Способы соединения фаз батареи конденсаторов

Как средство компенсации реактивной мощности, батареи конденсаторов получили наиболее широкое распространение на промышленных предприятиях.

Данные устройства работают только в режиме генерации реактивной мощности [1].

Конденсаторная установка – батарея конденсаторов, оборудованная коммутационной аппаратурой, средствами защиты и управления [1].

На сегодняшний день промышленность выпускает конденсаторные установки широкого диапазона номинальных мощностей, при этом большинство из них имеет возможность многоступенчатого регулирования мощности.

### **1.3.6 Влияние КУ на пропускную способность элементов сети и напряжение в узлах**

Установки компенсации реактивной мощности оказывают влияние на пропускную способность, потери активной мощности и напряжения в узлах в линии. Влияние на эти параметры соответственно отражены в формулах:



$$I = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{P \cdot \sqrt{1 + \operatorname{tg}^2 \varphi}}{\sqrt{3} \cdot U}, (\text{A}); \quad (1.4)$$

$$\Delta U = \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U} = \frac{P \cdot R \cdot (1 + \varepsilon \operatorname{tg} \varphi)}{U}, (\text{кВ}); \quad (1.5)$$

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot R = \frac{P^2 (1 + \operatorname{tg}^2 \varphi)}{U^2} \cdot R, (\text{кВт}). \quad (1.6)$$

где  $P$  – активная нагрузка, (кВ);

$Q$  – реактивная нагрузка, (кВАр);

$R$  – активное сопротивление, (Ом);

$X$  – реактивное сопротивление, (Ом);

$\operatorname{tg} \varphi$  – коэффициент реактивной мощности;

$\varepsilon$  – соотношение  $X/R$ ;

$U$  – напряжение участка сети, (кВ).

Передача реактивной мощности «забирает» существенную часть сечения проводов и мощности трансформаторов (при  $\operatorname{tg} \varphi = 0,5$  более 10 %), снижая возможности передачи активной мощности, и приводит к увеличению потерь мощности и электроэнергии (при  $\operatorname{tg} \varphi = 0,5$  порядка 20 % суммарных потерь).

Еще большее влияние реактивная мощность оказывает на режимы напряжения. Потери напряжения, обусловленные передачей реактивной мощности, составляют около 1/3 суммарных потерь напряжения в сетях 6—10 кВ и около 2/3 в сетях более высоких напряжений. Происходящее при этом снижение напряжения в сети приводит к еще большему увеличению потерь электроэнергии и снижению пропускной способности линий и трансформаторов. Для трансформаторов характерны значения  $\xi = 20$  — 30 (соотношение  $X/R$ ), поэтому потери напряжения в них практически полностью определяются передаваемой реактивной мощностью. Кроме влияния на экономические показатели сетей, передача реактивной мощности

может привести и к нарушению технических ограничений по допустимым напряжениям в узлах потребления энергии.

При выборе оптимальной мощности средств КРМ необходимо сопоставлять их стоимость с эффектом, получаемым от улучшения всех перечисленных выше параметров электрических сетей.

## **1.4 Оптимизация потоков реактивной мощности. Методы решения оптимизационных задач**

### **1.4.1 Оптимизация потоков реактивной мощности**

Задача оптимизации компенсации реактивной мощности делится на две подзадачи. Первой подзадачей является эксплуатационная. В ней решается вопрос об оптимальном режиме работы уже установленных компенсирующих устройств. Вторая подзадача - проектная. В ней, решается вопрос об необходимости и установке дополнительных компенсирующих устройств.

В рассматриваемом участке сети отсутствуют компенсирующие устройства, на режим которых возможно повлиять. Поэтому в работе уделено внимание только проектной задаче.

Решение проектной подзадачи сводится к поиску наиболее оптимальных мест установки и мощностей компенсирующих установок. Для решения этой оптимизационной задачи существует много различных алгоритмов и методов. Далее рассмотрим некоторые из них.

### **1.4.2 Методы решения оптимизационных задач**

Одним из самых простых методов решения оптимизационных задач является метод перебора. Этот метод не требует наличия специального программного обеспечения, поэтому прост в реализации. Недостатком

данного метода является геометрическая зависимость количества возможных вариантов от числа переменных. Необходимость расчета показателей режима каждого варианта требует огромных временных затрат и делает данный метод практически не реализуемым.

Оптимизационная задача для данного участка сети будет иметь ограниченное число вариантов решения:

Мощность компенсирующих устройств равна одной из мощностей ряда компенсирующих устройств заданного класса напряжений  $Q_{ку} = (0 \text{ or } Q_1 \text{ or } Q_2 \text{ or } Q_3 \text{ or } \dots \text{ or } Q_n)$ . Для 35кВ ряд КУ состоит из 15 позиций.

Так, для рассматриваемой схемы возможна установка компенсирующих устройств в 6 различных точках на напряжении 35кВ. По правилам комбинаторики если количество возможных вариантов равно для всех элементов, формула расчета возможных вариантов имеет вид:

$$N=n^k; \tag{1.7}$$

где N-количество возможных вариантов,

n – количество вариантов для одного элемента,

k- количество элементов.

Найдем количество различных вариантов установок КУ (с учетом варианта отсутствия КУ)

$$N=(15+1)^6=16^6=16777216;$$

Применение метода перебора при таком количестве возможных вариантов затруднительно, поэтому более рациональным будет применение другого метода поиска оптимального решения.

На сегодняшний день известно большое количество методов оптимизации для различных задач, возникающих как в энергетике, так и в других сферах. При этом некоторые методы могут являться эффективными

только для конкретной задачи и абсолютно непригодными для других. Обычно наиболее мощные оптимизационные методы требуют больших затрат машинного времени для решения крупных задач, соответствующих участкам энергосистем. Однако более быстрые методы, не требующие большого количества машинного времени, обычно менее надежно сходятся и для них нужны дополнительные ограничения и допущения при решении задачи.

Ни один из методов, используемых на практике, не гарантирует решение задачи, выполняющее все ограничения, и не гарантирует определение глобального оптимума. На данный момент трудно сказать, будет ли разработан единый метод, которые не требовал бы большого количества машинного времени, и обладал достаточной надежностью и гибкостью для решения всех оперативных задач.

Большинство оптимизационных задач решается методами математического программирования. Данные методы позволяют найти экстремумы функции. Обычно данный метод представляет собой многократно повторяющиеся математические процедуры, которые в итоге приводят к искомому оптимальному решению. Если между переменными имеются только линейные зависимости, пользуются методом линейного программирования, при нелинейных зависимостях оптимизационные задачи являются нелинейными [13].

В настоящее время множество статей посвящено описанию различных методов оптимизации. Так например в статье В. В. Дабарова описан метод генетического алгоритма, заключающегося в поиске оптимального решения методом формирования последовательностей [8]. Этот метод позволяет учитывать не только расчетную нагрузку, но и переходные процессы в сети.

Также существуют эволюционные алгоритмы, по принципу схожие с генетическим, но в отличие от него оптимизирующие одновременно и независимо друг от друга несколько параметров, превращая заданные ограничения в новые целевые функции. При этом метод позволяет найти

обширное множество оптимальных решений, давая возможность выбрать лучший компромисс различных особенностей [14].

В своей статье В. Г. Ягуп описал метод поисковой оптимизации, позволяющий с помощью решения сложной системы нелинейных уравнений найти точные значения емкостей, обеспечивающих полную оптимизацию [26]. Данный метод отлично реализовывается в системе MathCAD, что обусловлено возможностью простой обработки комплексных чисел, а также наличием в данной программе простого средства поисковой оптимизации, реализуемой операторами «given» и «find( )» [9].

Но наиболее распространенными методами решения нелинейных задач являются методы неопределенных множителей Лагранжа и градиентные методы [13, 11].

Градиентный метод решения задачи предполагает использование понятия градиентного вектора.

Градиентом функции  $Z(x_1, x_2, \dots, x_n)$  называется вектор

$$\overrightarrow{grad}Z = \frac{\partial Z}{\partial x_1} \vec{i} + \frac{\partial Z}{\partial x_2} \vec{j} + \dots + \frac{\partial Z}{\partial x_n} \vec{k}, \quad (1.8)$$

где  $\vec{i}, \vec{j}, \dots, \vec{k}$  - единичные векторы.

Величина этого вектора определяется следующим выражением:

$$|\overrightarrow{grad}Z| = \sqrt{(\partial Z/\partial x_1)^2 + (\partial Z/\partial x_2)^2 + \dots + (\partial Z/\partial x_n)^2}. \quad (1.9)$$

Физический смысл градиентного вектора в том, что он показывает направление и скорость наибольшего изменения функции в рассматриваемой точке. Если в какой-либо точке градиентный вектор равен нулю, точка соответствует экстремуму [13].

### 1.4.3 Градиентный метод. Целевые функции и ограничения

Для использования градиентного метода необходимо составить целевую функцию, в которой будут учтены параметры. На основании целевой функции будет решаться вопрос о выборе мощности и местах установки компенсирующих устройств. Далее рассмотрены варианты возможных целевых функций для решения задачи оптимальной компенсации реактивной мощности.

Первой целевой функцией будет минимум суммарных потерь напряжения.

$$F(Q) = \sum \Delta U = \Delta U_{л23} + \Delta U_{л22} + \Delta U_{л69} + \Delta U_{л69'} + \Delta U_{л69''} + \Delta U_{л37} + \Delta U_{л65} + \Delta U_{л65'}; \quad (1.10)$$

где  $\Delta U$  – потери напряжения линии, (кВ)

Данная функция учитывает сумму потерь напряжения, и целью оптимизационной задачи будет являться минимизация потерь напряжения. Недостатком данного критерия является факт, что при минимизации данной функции падения напряжения будут стремиться к отрицательным значениям. Это говорит о нерациональном использовании компенсирующих устройств, мощность которых очевидно будет завышена.

Второй целевой функцией будет минимум отклонения напряжений.

$$F(Q) = \max(|V_1|, |V_2|, |V_3|, \dots, |V_n|); \quad (1.11)$$

где  $V$  – отклонение напряжения, (%)

При данном критерии напряжения на всех участках сети будут стремиться к номинальному значению, т.е.  $V_i \rightarrow 0$ . При данной целевой функции компенсирующие установки будут использоваться более рационально, но их мощности можно еще уменьшить. Оба критерия

оптимизируют лишь техническую часть задачи, не учитывая экономическую эффективность.

Для уменьшения мощности и количества компенсирующих устройств, а, следовательно, увеличения экономической эффективности, возможно применение критерия минимума капитальных вложений.

$$F(Q) = Z = c_k \cdot \sum Q_k + c_{\text{доп}} \cdot n, \quad (1.12)$$

где  $Q_k$  – мощность устанавливаемого компенсирующего устройства;

$c_k$  – удельная стоимость компенсирующих установок, (руб/кВАр);

$c_{\text{доп}}$  – стоимость 1 выключателя, строительно-монтажных работ и дополнительного оборудования, (руб.);

$n$  – количество компенсирующих установок, (шт).

Капиталовложения можно определить согласно статье В. М. Ефременко. В своей статье он [16] приводит анализ стоимости компенсирующих устройств различной мощности, и строит зависимости величины приведенных затрат от мощности компенсирующих устройств. На основании этих зависимостей и с учетом инфляции задаем среднюю величину удельных приведенных затрат, равную 500 руб/кВАр.

Данная функция стремится к минимуму при отсутствии КУ, а, следовательно, задача по повышению пропускной способности и получению необходимых уровней напряжения не будет выполнена. Для рационального решения задачи, необходимо вести ограничения:

$$1) |V_1|, |V_2|, |V_3|, \dots, |V_n| \leq 10\%. \quad (1.13)$$

$$V_i = \left( \frac{U_i - U_{\text{ном}i}}{U_{\text{ном}i}} \right) \cdot 100, (\%) \quad (1.14)$$

где  $U_i$  – напряжение на  $i$ -той линии, (кВ);

$U_{\text{ном}i}$  – номинальное напряжение  $i$ -той линии, (кВ).

Согласно нормативно документации [ГОСТ 29322-2014 \(IEC 60038:2009\)](#) максимально допустимое напряжение не должно отличаться более чем на  $\pm 10\%$  от номинального напряжения. Ограничение будет поставлено для сети 10кВ, чтобы учесть суммарные потери напряжения в ВЛ 35 кВ и трансформаторах 35/10кВ, для получения приемлемых уровней напряжения на низкой стороне.

$$2) Q_i \geq 0. \quad (1.15)$$

Мощность компенсирующих устройств должна быть больше или равна нулю. Данное ограничение необходимо в первую очередь для критериев минимума отклонений напряжения и суммарных потерь напряжения. При использовании данных критериев в некоторых точках энергосистемы могут получиться напряжения, выше номинальных. Без учета данного ограничения в результате могут быть получены КУ потребляющие реактивную мощность, что не целесообразно с экономической точки зрения.

$$3) I_{\text{ЛЭП}i} \leq I_{\text{доп}i}. \quad (1.16)$$

где  $I_{\text{ЛЭП}}$  – ток, протекающий в линии, (А);

$I_{\text{доп}}$  – длительно допустимый ток линии, (А).

Данное ограничение позволит не перегружать элементы энергосистемы, а именно ЛЭП.

При поиске решения поставленной задачи по критерию минимума капитальных вложений будут получены наиболее оптимальные значения мощностей и мест установки КУ. А ограничения, поставленные для оптимизационной задачи, помогут выполнить все требования нормативной документации и получить необходимые уровни напряжения на всех подстанциях.



## **2. Аналитическая часть**

### **2.1 Моделирование нормального режима работы участка сети**

Для моделирования различных режимов работы рассматриваемого участка сети, необходимо определить структурную схему сети и параметры всех элементов.

Рассматриваемый участок сети находится между подстанциями Аскиз 35 кВ и Югачи 35 кВ, запитывая при этом потребителей на семи других подстанциях. Данный участок является кольцевым и имеет несколько ответвлений (Верхний Таштып, Верхний Курлугаш, Аскиз 3).

На рисунке 2.1 изображено географическое расположение подстанций и протяженность связывающих их линий электропередач.

ИЗЪЯТО

ИЗЪЯТО

ИЗЪЯТО

ИЗЪЯТО

ИЗЪЯТО

ИЗЪЯТО

Рисунок 2.1 – Расположение подстанций на местности

Длина линий кольцевого участка без учета ответвлений составляет приблизительно 128,5 км; с учетом ответвлений – 167,74 км. Так как класс

напряжения данной сети 35 кВ, а воздушные линии имеют большую протяженность, потери на данном участке имеют высокие значения.

Параметры линий, соединяющих между собой подстанции на данном участке сети приведены в таблице 2.1

Таблица 2.1 – Параметры ВЛ

ИЗЪЯТО

ИЗЪЯТО

ИЗЪЯТО

ИЗЪЯТО

ИЗЪЯТО

ИЗЪЯТО

Однолинейная схема описываемого участка представлена на рисунке 2.2. Для удобства работы со схемами, таблицами и графиками, названия подстанций заменим номерами (далее в работе будет использована аналогичная нумерация). Название подстанций и присвоенные им номера представлены ниже:

ИЗЪЯТО

ИЗЪЯТО

ИЗЪЯТО

# ИЗЪЯТО

Почти все подстанции являются двухтрансформаторными, а именно: ПС Усть-Чуль, ПС Верхний Таштып, ПС Таштып, ПС Полтаково, ПС Аскиз-3. Однотрансформаторными являются: ПС Кызлас, ПС Верхний Курлугаш.

На подстанции Аскиз-3 рассмотрен лишь один трансформатор, запитанный по линиям 65' и 71 от ПС Югачи, так как секционный выключатель находится в разомкнутом состоянии, а следовательно трансформаторы работают раздельно. Второй трансформатор не является частью рассматриваемого кольцевого участка, так как запитан по линии 27.

Параметры трансформаторов представлены в таблице 2.2.

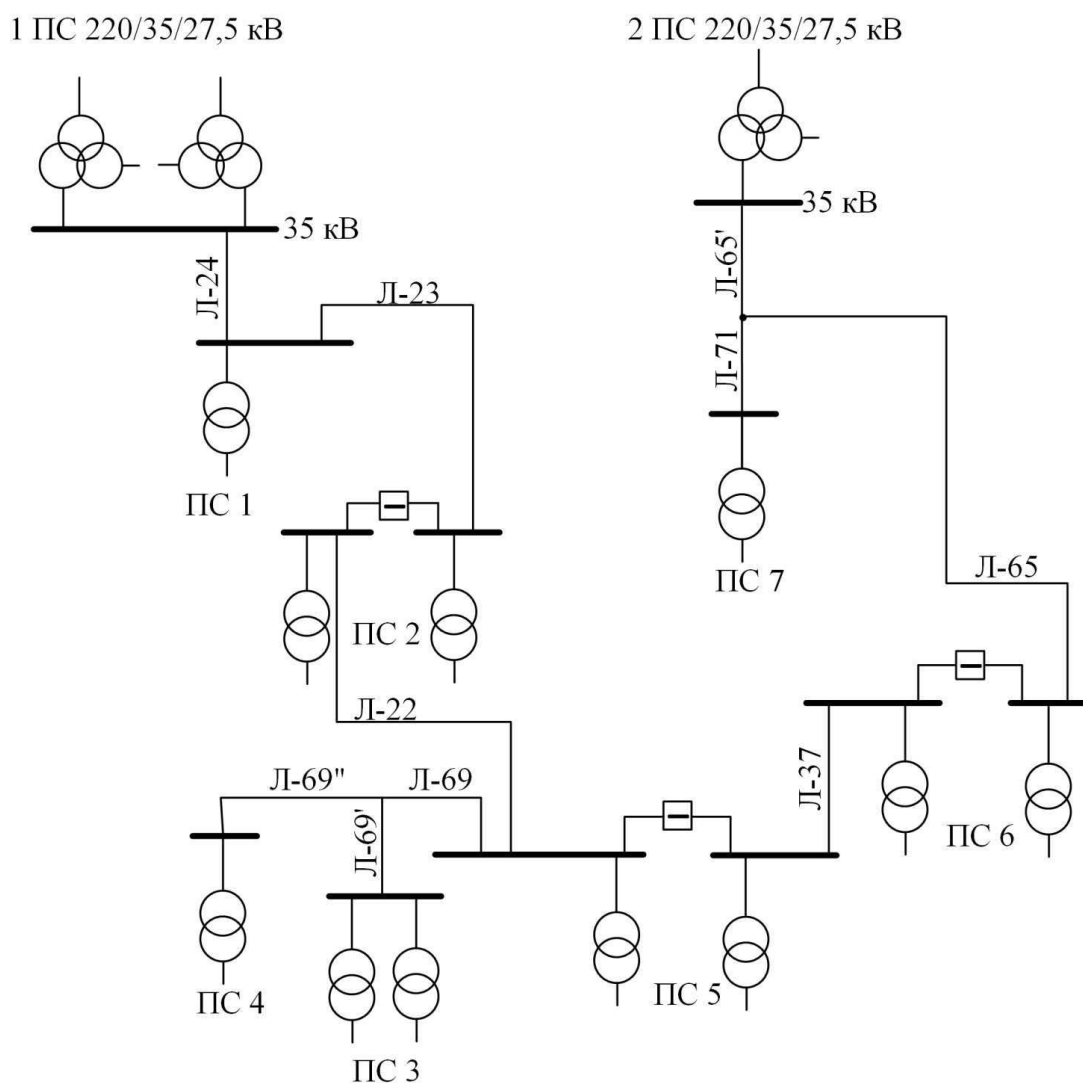


Рисунок 2.2 – Структурная схема участка сети

Таблица 2.2 – Параметры трансформаторов

Подстанция	Тип	Кт	РПН	Gт, мкСм	Bт, мкСм	Rв, Ом	Xв, Ом
1	2	3	4	5	6	7	8
Таштып	ТМН-6300 У1	0,314	$\pm 6 \times 1,5\%$	7,55	46,29	1,44	15,49
	ТМН-6300 У1	0,314	$\pm 6 \times 1,5\%$	7,55	46,29	1,44	14
Полтаково	ТМН-6300	0,314	$\pm 4 \times 2,5\%$	7,53	44,69	1,44	12,75
	ТМН-6300	0,314	$\pm 6 \times 1,5\%$	5,88	28,73	2,68	25,49
Кызлас	ТМН-1000/35	0,3	$\pm 1 \times 5\%$	2,25	12,24	14,2	76,35
Аскиз-3	ТДНС-10000/35-1	0,286	$\pm 8 \times 1,5\%$	8,66	39,24	0,81	10,77
Усть-Чуль	ТМ-1600/35	0,3	$\pm 2 \times 2,5\%$	2,98	18,29	8,61	46,99
	ТМ-1600/35	0,3	$\pm 2 \times 2,5\%$	2,98	18,29	8,61	46,99
В.Таштып	ТМ-1000/35	0,286	$\pm 2 \times 2,5\%$	2,24	12,14	14,9	72,09
	ТМ-1000/35	0,286	$\pm 2 \times 2,5\%$	2,24	12,14	14,9	74,47
В.Курлугаш	ТМ-100/35	0,011	$\pm 2 \times 2,5\%$	1,63	1,14	48,4	98,96

### 2.2.1 Моделирование нормального режима работы

Для моделирования различных режимов работы кольцевого участка электрической сети воспользуемся программным комплексом RastrWin.

Под нормальным режимом работы будем понимать такой режим, когда питание исследуемого участка осуществляется от обоих питающих центров (ПС Югачи и ПС Аскиз). При этом значения напряжений на шинах потребителей находятся в допустимых пределах.

Расчет параметров был выполнен на основании данных, предоставленных филиалом ПАО «МРСК Сибири» – «Хакасэнерго». Данные по нагрузкам были взяты по результатам контрольных замеров 20.12.17 в 19ч, что соответствует режиму максимальных нагрузок.

Также были учтены коэффициенты трансформации с учетом положений устройств РПН (ПБВ), установленных в момент контрольных измерений.

Согласно инструкции по проведению контрольных замеров: «Контрольные замеры нагрузок и напряжений в электрических сетях филиала ПАО «МРСК Сибири» - «Хакасэнерго» проводятся дважды в год: в третью среду июня и декабря. Они необходимы для анализа режима работы электрических сетей и отдельных участков»

Достоверность разработанной модели подтверждена сравнением данных контрольных замеров с полученными значениями в результате моделирования. Сравнимаемыми параметрами являются напряжения на шинах низкого напряжения трансформаторов.

Данные, взятые из контрольных замеров, представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Напряжения на шинах низкого напряжения и нагрузки по результатам контрольных замеров

№ ПС	ПС1		ПС2		ПС3		ПС4		ПС5		ПС6		ПС7
№ Т	Т1	Т1	Т2	Т1	Т2	Т1	Т1	Т2	Т1	Т2	Т1	Т1	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12		
U,кВ	10,89	10,88	10,78	9,89	10,06	0,35	9,95	10,04	10,18	10,18	10,21		
P, МВт	0,57	0,1	0,47	0,47	0	0,04	2,81	2,15	0,54	0,46	3,88		
Q, Мвар	0,18	0,03	0,18	0,13	0	0,01	0,76	0,38	0,12	0,13	0,79		

Модель создается путем внесения в таблицы параметров узлов и ветвей, как показано на рисунках 2.3 и 2.4.

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V_ш	V	Delta	Тер...
1	<input type="checkbox"/>		База	2	Югачи 35	35					1,2	0,7					37,50		
2	<input type="checkbox"/>		Нагр	5	Кызлас 35	35											37,19	-0,19	
3	<input type="checkbox"/>		Нагр	6	Кызлас 10	10			0,57	0,18							10,79	-1,92	
4	<input type="checkbox"/>		Нагр	71	У. Чуль 35	35											37,01	-0,31	
5	<input type="checkbox"/>		Нагр	72	У. Чуль 35	35											37,01	-0,31	
6	<input type="checkbox"/>		Нагр	81	У. Чуль 10	10			0,47	0,18							10,81	-1,23	
7	<input type="checkbox"/>		Нагр	82	У. Чуль 10	10			0,10	0,03							10,71	-0,50	
8	<input type="checkbox"/>		Нагр	9	Таштып 35	35											33,15	-5,20	
9	<input type="checkbox"/>		Нагр	101	Таштып 10	10			2,81	0,76							10,28	-7,38	
10	<input type="checkbox"/>		Нагр	11	В.Таштып 35	35											32,90	-5,48	
11	<input type="checkbox"/>		Нагр	111	В.Таштып 10	10			0,47	0,13							10,20	-7,14	
12	<input type="checkbox"/>		Нагр	112	В.Таштып 10	10											10,36	-5,45	
13	<input type="checkbox"/>		Нагр	102	Таштып 10	10			2,15	0,38							10,35	-6,87	
14	<input type="checkbox"/>		Нагр	121	Полтаково 35	35											35,56	-2,10	
15	<input type="checkbox"/>		Нагр	13	Полтаково 10	10			0,54	0,12							10,29	-2,40	
16	<input type="checkbox"/>		Нагр	131	Полтаково 10	10			0,46	0,13							10,28	-2,62	
17	<input type="checkbox"/>		Нагр	14	T67/71 on 9	35											38,44	-0,04	
18	<input type="checkbox"/>		Нагр	15	Аскиз-3 35	35											38,24	-0,27	
19	<input type="checkbox"/>		Нагр	16	Аскиз-3 10	10			3,88	0,79							10,31	-1,89	
20	<input type="checkbox"/>		База	17	Аскиз 35	35					10,1	3,0					38,50		
21	<input type="checkbox"/>		Нагр	32	В.Курлугаш 3	35											33,06	-5,33	
22	<input type="checkbox"/>		Нагр	132	В Курлугаш 0	0			0,04	0,01							0,36	-6,66	

Рисунок 2.3 – Параметры узлов в программе RastrWin

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	I...	Название	R	X	В	Кт/г	N_анц	БД...	P_нач	Q_нач	Na	I max	I сарп.
1	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	2	5			Югачи 35 - Кызлас 35	6,08	7,32	51,6				-1	-1	20		
2	<input type="checkbox"/>		Тр-р	5	6			Кызлас 35 - Кызлас 10	14,21	76,35	12,2	0,3			-1	0	10		
3	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	5	71			Кызлас 35 - У. Чуль 35	7,19	8,65	61,0				-1	0	10		
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р	71	81			У. Чуль 35 - У. Чуль 10	8,61	49,99	18,3	0,3			0	0	8		
5	<input type="checkbox"/>		Выкл	71	72			У. Чуль 35 - У. Чуль 35							0	0	2		
6	<input type="checkbox"/>		Тр-р	72	82			У. Чуль 35 - У. Чуль 10	8,61	49,99	18,3	0,3			0	0	2		
7	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	ЛЭП	72	9			У. Чуль 35 - Таштып 35	8,25	9,93	70,0								
8	<input type="checkbox"/>		Тр-р	9	101			Таштып 35 - Таштып 10	1,43	15,49	46,3	0,3			-3	-1	51		
9	<input type="checkbox"/>		Тр-р	11	111			В.Таштып 35 - В.Таштып...	14,95	72,09	12,2	0,3			0	0	9		
10	<input type="checkbox"/>		Тр-р	11	112			В.Таштып 35 - В.Таштып...	14,95	74,47	12,2	0,3			0	0	0		
11	<input type="checkbox"/>		Тр-р	9	102			Таштып 35 - Таштып 10	1,44	15,49	46,3	0,3			-2	-1	38		
12	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	9	121			Таштып 35 - Полтаково 35	11,39	13,70	96,6				6	1	99		
13	<input type="checkbox"/>		Тр-р	121	13	1		Полтаково 35 - Полтако...	1,44	12,75	44,7	0,3			-1	0	9		
14	<input type="checkbox"/>		Тр-р	121	131	2		Полтаково 35 - Полтако...	2,68	25,49	28,7	0,3			0	0	8		
15	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	121	14			Полтаково 35 - T67/71 on 9	13,08	11,60	79,6				6	2	105		
16	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	14	15			T67/71 on 9 - Аскиз-3 35	1,57	1,89	13,3				-4	-1	61		
17	<input type="checkbox"/>		Тр-р	15	16			Аскиз-3 35 - Аскиз-3 10	0,81	10,77	39,2	0,3			-4	-1	61		
18	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	14	17			T67/71 on 9 - Аскиз 35	0,17	0,15	1,0				10	3	159		
19	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	9	32			Таштып 35 - В.Курлугаш 3	4,15	5,00	35,2				-1	0	10		
20	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	32	11			В.Курлугаш 3 - В.Ташты...	7,11	8,55	60,3				0	0	10		
21	<input type="checkbox"/>		Тр-р	32	132			В.Курлугаш 3 - В Курлуг...	171,50	714,70		0,0			0	0	1		

Рисунок 2.4 – Параметры ветвей в программе RastrWin

После внесения в программу всех данных, необходимых для моделирования схемы рассматриваемой сети начинается построение графического отображения модели. Для этого необходимо перейти в режим

«Графика» и с помощью мышки выбрать необходимые места расположения вводимых узлов.

Процесс создания модели изображен на рисунке 2.5.

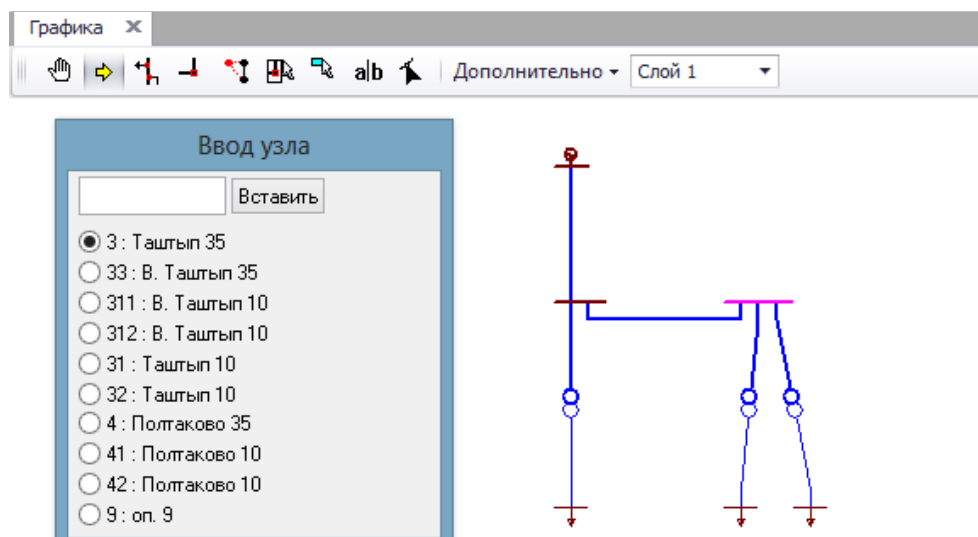


Рисунок 2.5 – Построение схемы в программе RastrWin

Модель нормального режима работы, полученная в результате моделирования, представлена на рисунке 2.6. Номера подстанций указаны в соответствии со структурной схемой, изображенной на рисунке 2.2.

Смоделированный режим работы соответствует тому режиму, в котором находилась сеть в момент контрольных замеров (20.12.17 в 19.00). На момент контрольных замеров линия Т-22 была отключена.





На основании модели была составлена сравнительная таблица 2.4, сопоставляющая результаты контрольных замеров с результатами моделирования.

Таблица 2.4 – Сравнение результатов моделирования с контрольными замерами

№ ПС	ПС1			ПС2			ПС3			ПС4			ПС5			ПС6			ПС7			
	Т1	Т1	Т2	Т1	Т2	Т1	Т1	Т2	Т1	Т1	Т2	Т1	Т1	Т2	Т1	Т1	Т2	Т1	Т1	Т2	Т1	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12											
Контрольные замеры U,кВ	10,85	10,86	10,78	10,19	10,35	0,36	10,23	10,3	10,35	10,35	10,27											
Моделирование U,кВ	10,79	10,81	10,71	10,2	10,36	0,36	10,28	10,35	10,29	10,28	10,31											

На рисунках 2.7 и 2.8 представлены сравнительные диаграммы напряжений в узлах, полученных в результате моделирования, и взятых по результатам контрольных замеров.

Сравнив результаты моделирования с результатами контрольных замеров, можно сделать вывод о достоверности результатов моделирования, а, следовательно, о возможности проведения дальнейших исследований на основе разработанной модели.

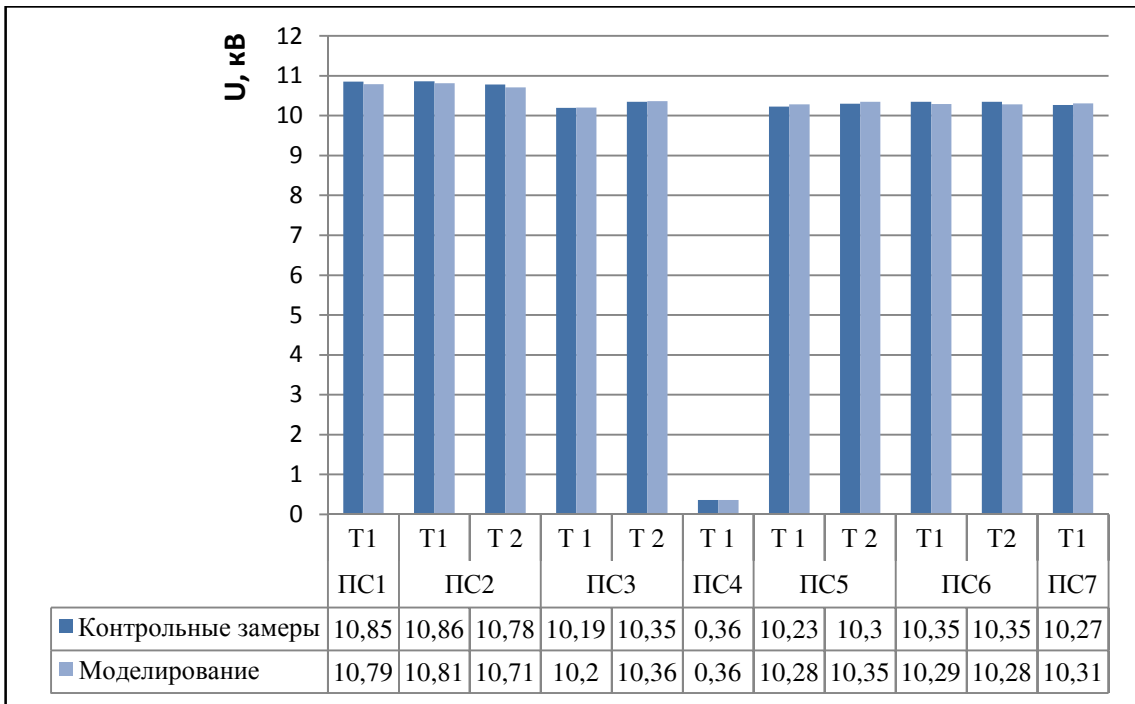


Рисунок 2.7 – Сравнительная диаграмма напряжений

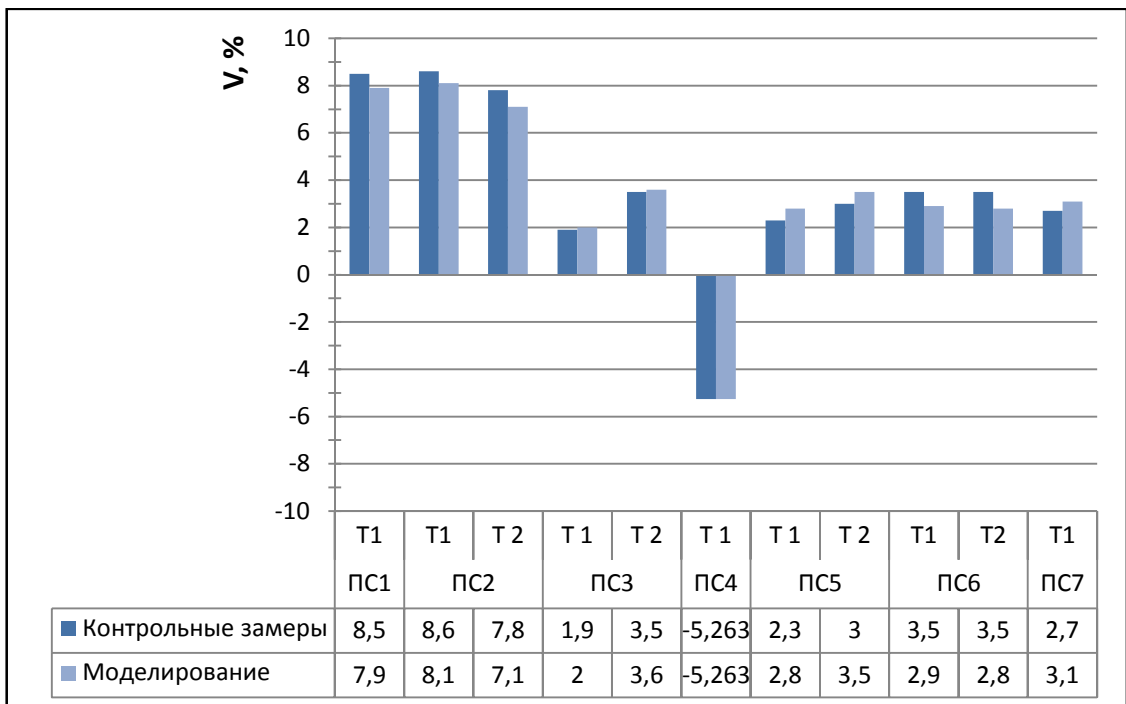


Рисунок 2.8 – Сравнительная диаграмма отклонений напряжений

### **2.2.2 Моделирование аварийных режимов работы**

В магистральных сетях с двусторонним питанием нередко случаются случаи, когда из-за аварий или проведения ремонтных работ сеть начинает получать питание только от одного питающего центра. Иногда это сопровождается значительным падением напряжения у конечных потребителей, что недопустимо.

Для того, чтобы выяснить насколько опасны подобные аварии в исследуемом участке сети, смоделируем режимы работы при обрыве линии Т-24 и линии Т-65', и проанализируем полученные результаты. А также проведем анализ возможности решения данной проблемой с помощью РПН трансформаторов. Диапазоны РПН для каждого из трансформаторов указаны в таблице 2.2.

На рисунках 2.8 и 2.9 представлены модели аварийных режимов.





Результаты моделирования сведены в таблицу 2.5.

Таблица 2.5 – Результаты моделирования аварийных режимов

№ ПС	ПС1			ПС2			ПС3			ПС4			ПС5			ПС6			ПС7		
	Т1	Т1	Т2	Т1	Т2	Т1	Т1	Т2	Т1	Т1	Т2	Т1	Т2	Т1	Т2	Т1	Т2	Т1	Т2	Т1	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12										
Обрыв Т-24 U,кВ	8,53	8,69	8,65	9,49	9,31	0,33	9,48	9,4	9,84	9,83	10,31										
Обрыв Т-65' U,кВ	9,74	8,54	8,51	7,72	7,5	0,27	7,7	7,6	6,32	6,29	5										
С учетом РПН (ПБВ)																					
Обрыв Т-24 U,кВ	9,3	9,33	9,27	9,53	9,5	0,34	10,23	10,2	10,57	10,58	10,9										
Обрыв Т-65' U,кВ	10,4	8,95	8,92	7,98	7,74	0,28	8	7,85	6,77	6,75	5										

Для большей наглядности результаты моделирования представлены в виде диаграмм, где визуализируются отклонения напряжения для каждого из случаев, а так же возможность поднятия напряжения с помощью переключения РПН.

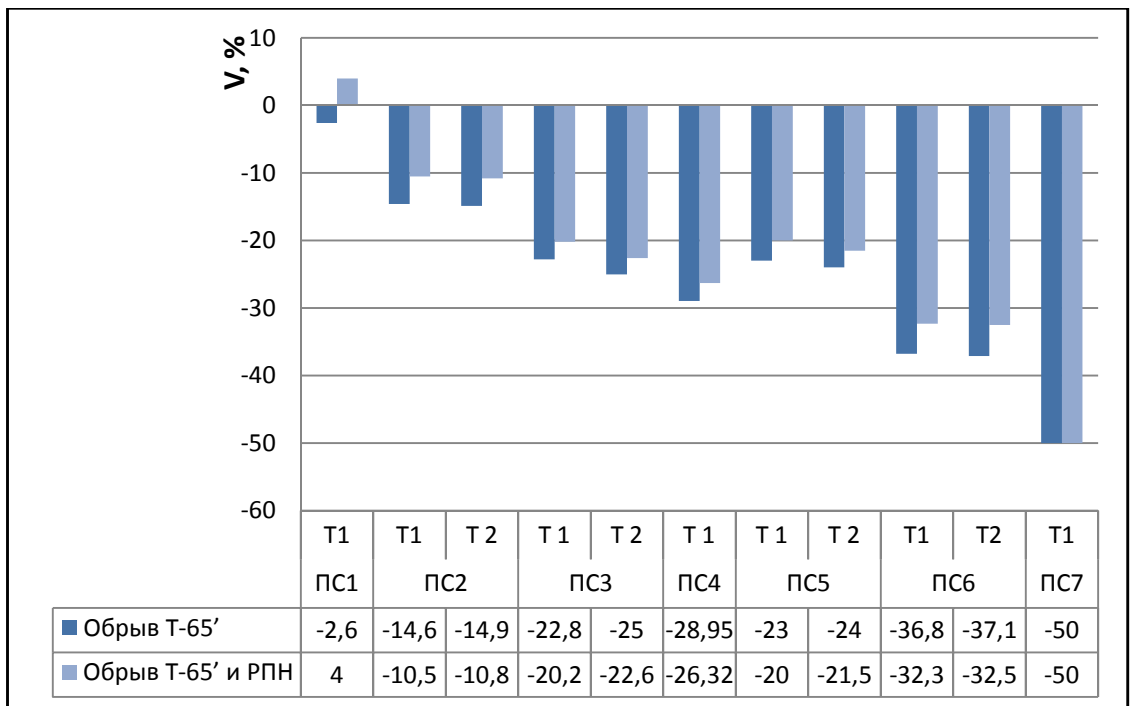


Рисунок 2.10 – Диаграмма отклонений напряжений в узлах при обрыве линии Т-65'

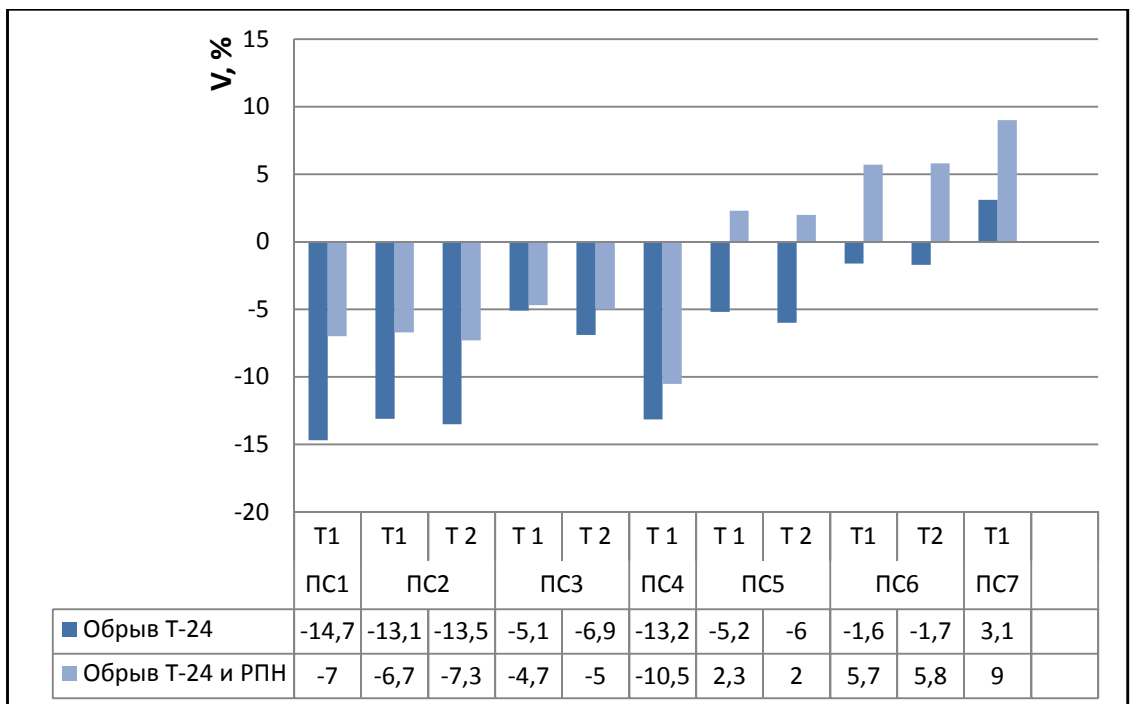


Рисунок 2.11 – Диаграмма отклонений напряжений в узлах при обрыве линии Т-24

Как видно при обрыве линий, являющихся головным участком, напряжение на шинах низкого напряжения некоторых подстанций снижается до значений, являющихся недопустимыми. Отклонения являются значительными и диапазона РПН недостаточно для поддержания напряжения на требуемом уровне. В этом случае необходимо принимать меры, позволяющие предотвратить недопустимое снижение напряжения у потребителей. Одним из таких мероприятий является компенсация реактивной мощности.



## **2.3 Разработка вариантов повышения пропускной способности ЛЭП и обеспечения качества напряжения в узлах энергосистемы**

Одним из возможных вариантов будет повышение пропускной способности линий будет замена проводов воздушной линии на провода большего сечения. Это мероприятие позволит снизить потери мощности и напряжения как в нормальном режиме, так и аварийных.

На большинстве линии установлены опоры марок:

1. Опоры металлические:
  - угловые У-1м
2. Опоры железобетонные:
  - анкерно-угловые ПУБ-35-3т
  - анкерно-промежуточные ПУБ-35-3т
  - промежуточные ПУБ-35-3т

Все типы опор рассчитаны на установку проводов, сечением до 120мм<sup>2</sup>. Рассмотрим возможный вариант замены проводов на максимально допустимое сечение. В связи с тем, что наибольшее отклонение напряжения наблюдается на ПС Аскиз 3, проведем моделирование режима, в котором все провода, начиная от головного участка до самой подстанции, будут заменены проводами марки АС-120.

Вторым возможным вариантом будет повышение пропускной способности путем поперечной компенсации реактивной мощности.

Определение мест установки и мощности КУ сводится к оптимизационной задаче, для решения которой было использовано ПО Microsoft® Excel® 2010 SP2 MSO. Решение поставленной задачи выполнено при помощи программной надстройки «Поиск решения». Данная надстройка позволяет находить экстремумы функций (максимумы и минимумы) различными методами. Один из них – рассмотренный ранее метод градиентного спуска.

Программа Excel имеет возможность отыскать минимальное значение данной функции при заданных параметрах. Кроме того, решение будет

найден с учетом всех заданных ограничений. В данном случае ограничениями будут являться соотношения (3.10), (3.11), (3.12) и (3.13).

Для расчетов режима работы участка сети были использованы формулы:

$$I = \frac{\sqrt{P^2 + (Q - Q_k)^2}}{\sqrt{3} \cdot U} \text{ (A);} \quad (2. x)$$

$$\Delta U = \frac{P \cdot R + (Q - Q_k) \cdot X}{U}, \text{ (кВ);} \quad (2. x)$$

$$\Delta P = \frac{P^2 + (Q - Q_k)^2}{U^2} \cdot R, \text{ (кВт).} \quad (2. x)$$

$$V_1 = \left( \frac{U - U_{\text{НОМ}}}{U_{\text{НОМ}}} \right) \cdot 100, \text{ (\%)} \quad (2. x)$$

где  $Q_k$  – мощность компенсирующего устройства, (кВАр)

$U$  – напряжение участка сети, (кВ)

$U_{\text{НОМ}}$  – номинальное напряжение участка сети, (кВ)

Для учета квадратичной зависимости мощности КУ от напряжения была использована формула:

$$Q_{\text{КУ}} = \frac{Q_{\text{расч}}}{U^2} \cdot U_{\text{НОМ}}^2, \text{ (кВАр)} \quad (2. ч)$$

где  $Q_{\text{КУ}}$  – мощность компенсирующей установки на номинальном напряжении, (кВАр);

$Q_{\text{расч}}$  – расчетная мощность КУ, (кВАр);

$U_{\text{НОМ}}$  – номинальное напряжение КУ, (кВ);

$U$  – напряжение на зажимах КУ, (кВ).

После внесения вышеуказанных соотношений в соответствующие ячейки, составляются целевые (оптимизационные) функции. Они указываются в настройке параметров функции «Поиск решения», что

показано на рисунке 2.12. В то же время кроме ограничений также задаются ячейки, значения которых являются переменными и выбирается ячейка с целевой функцией.

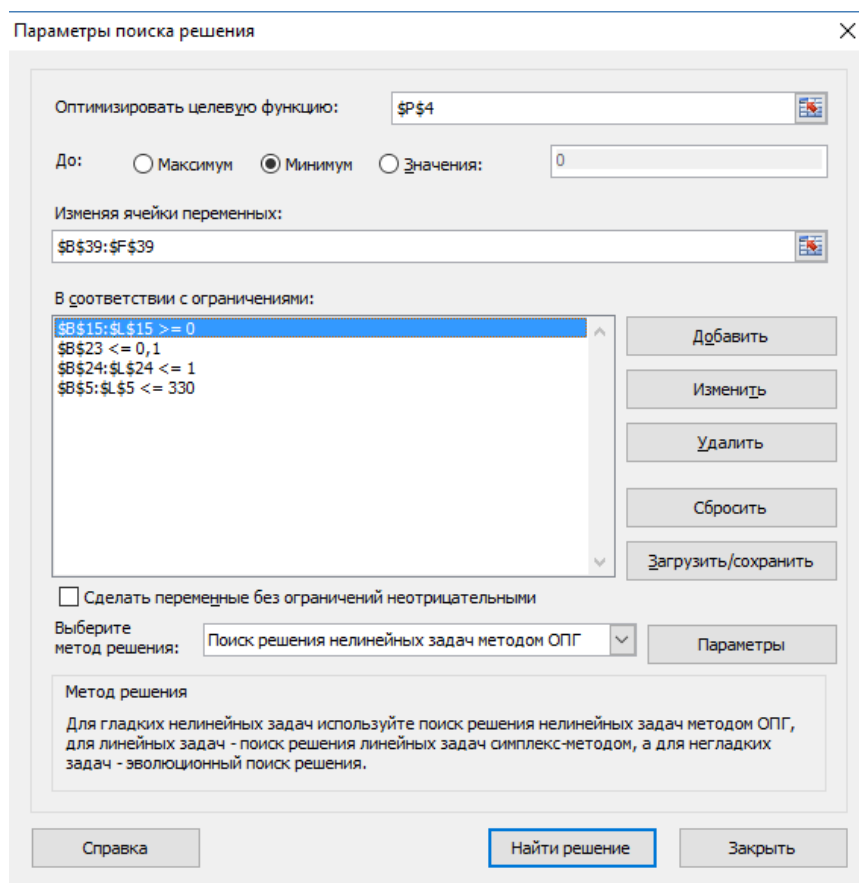


Рисунок 2.12 – Внесение параметров для поиска решения

Сам расчетный файл, сформированный в Excel, представлен на рисунке 2.13.

В ячейку P5 занесена целевая функция минимума капиталовложений, описанная в пункте 3.2. Все параметры, необходимые для расчета режима, а именно: активные и реактивные сопротивления линий и трансформаторов, мощности нагрузок, капитальные затраты, токи в линиях, а также ограничения, описанные выше, занесены в таблицы того же файла.



Искомые мощности компенсирующих устройств являются переменными, номера компенсирующих устройств определяют места их установки. (Если в таблице под номером компенсирующего устройства после поиска минимальной целевой функции высвечивается 0 – установка КУ не требуется).

Далее при помощи функции «Поиск решения» находится минимальное значение целевой функции и значений переменных, при которых оно достигается.

Для решения задачи оптимизации по другому критерию выбирается целевая ячейка, содержащую необходимую функцию (в данном случае это ячейка P4, содержащая функцию минимума суммарных потерь напряжения).

Таким образом, программа находит наиболее оптимальное решение для каждого критерия.

Для всех трех описанных случаев поиска оптимальных решений задаются одни и те же ограничения.

Решения, полученные для всех трех случаев, сведены в таблицу 2.5.

Таблица 2.5 – Расчетные мощности компенсирующих устройств.

Критерий	$Q_{КУ1}$ , кВАр	$Q_{КУ2}$ , кВАр	$Q_{КУ3}$ , кВАр	$Q_{КУ4}$ , кВАр	$Q_{КУ5}$ , кВАр	$Q_{КУ6}$ , кВАр
1	2	3	4	5	6	7
Минимум суммарных потерь напряжения	512	1089	1941	2536	3101	4595
Минимум отклонений напряжения	403	971	1513	2754	2045	3579
Минимум капиталовложений	0	0	0	1892	3147	5610

### 3 Практическая часть

#### 3.1 Проверка эффективности разработанных мероприятий моделированием в RastrWin

##### 3.1.1 Моделирование замены ВЛ.

При моделировании замены проводов воздушных линий необходимо внести изменения в модель участка сети. Для расчета параметров линий с новыми сечениями воспользуемся формулами:

$$X = X_{уд} \cdot l, \text{ (Ом);} \tag{3.1}$$

$$R = R_{уд} \cdot l, \text{ (Ом).} \tag{3.2}$$

где  $X_{уд}$  – удельное реактивное сопротивление линии, (Ом/км);

$R_{уд}$  – удельное активное сопротивление линии, (Ом/км);

$l$  – длина линии, (км).

Занесем полученные значения параметров ВЛ

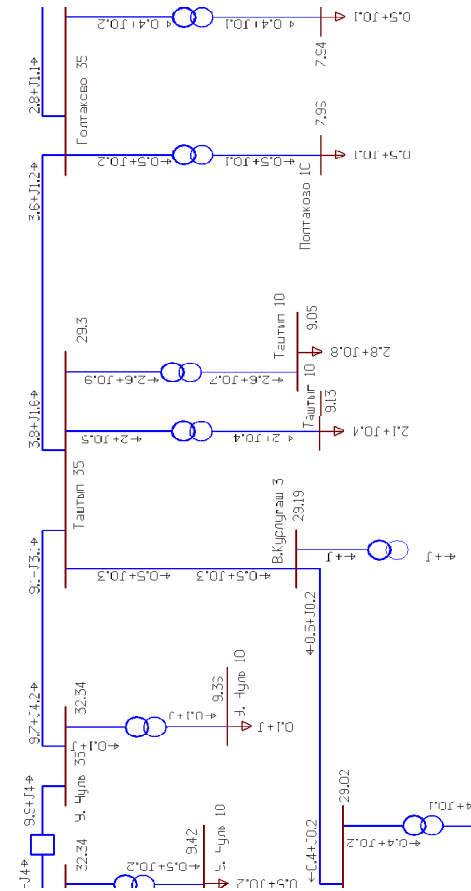
	О	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	I...	Название	R	X	В	Кт/г	N_анц	БД...	P_нач	Q_нач	Na	I max	I загр.
1	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	2	5			Югачи 35 - Кызлас 35	4,59	6,98	51,6				-12	-5		204	
2	<input type="checkbox"/>		Тр-р	5	6			Кызлас 35 - Кызлас 10	14,21	76,35	12,2	0,295			-1	0		10	
3	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	5	71			Кызлас 35 - У. Чуль 35	5,43	8,26	61,0				-10	-5		190	
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р	71	81			У. Чуль 35 - У. Чуль 10	8,61	49,99	18,3	0,295			0	0		9	
5	<input type="checkbox"/>		Выкл	71	72			У. Чуль 35 - У. Чуль 35							-10	-4		190	
6	<input type="checkbox"/>		Тр-р	72	82			У. Чуль 35 - У. Чуль 10	8,61	49,99	18,3	0,290			0	0		2	
7	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	72	9			У. Чуль 35 - Таштып 35	6,23	9,48	70,0				-10	-4		190	
8	<input type="checkbox"/>		Тр-р	9	101			Таштып 35 - Таштып 10	1,43	15,49	46,3	0,315			-3	-1		54	
9	<input type="checkbox"/>		Тр-р	11	111			В.Таштып 35 - В.Таштып...	14,95	72,09	12,2	0,315			0	0		9	
10	<input type="checkbox"/>		Тр-р	11	112			В.Таштып 35 - В.Таштып...	14,95	74,47	12,2	0,315			0	0		0	
11	<input type="checkbox"/>		Тр-р	9	102			Таштып 35 - Таштып 10	1,44	15,49	46,3	0,315			-2	0		40	
12	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	9	121			Таштып 35 - Полтаково 35	8,59	13,08	96,6				-4	-2		80	
13	<input type="checkbox"/>		Тр-р	121	13	1		Полтаково 35 - Полтако...	1,44	12,75	44,7	0,290			0	0		11	
14	<input type="checkbox"/>		Тр-р	121	131	2		Полтаково 35 - Полтако...	2,68	25,49	28,7	0,290			0	0		9	
15	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	121	14			Полтаково 35 - Т67/71 оп 9	7,08	10,77	79,6				-3	-1		63	
16	<input checked="" type="checkbox"/>		ЛЭП	14	15			Т67/71 оп 9 - Аскиз-3 35	1,19	1,80	13,3				-4	-1		80	
17	<input type="checkbox"/>		Тр-р	15	16			Аскиз-3 35 - Аскиз-3 10	0,81	10,77	39,2	0,272			-3	-1		75	
18	<input checked="" type="checkbox"/>		ЛЭП	14	17			Т67/71 оп 9 - Аскиз 35	0,17	0,15	1,0								
19	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	9	32			Таштып 35 - В.Курлугаш 3	4,15	5,00	35,2				0	0		11	
20	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	32	11			В.Курлугаш 3 - В.Ташты...	7,11	8,55	60,3				0	0		10	
21	<input type="checkbox"/>		Тр-р	32	132			В.Курлугаш 3 - В.Курлуг...	171,50	714,70		0,011			0	0		1	

Рисунок 3.1 Параметры ветвей при замене ВЛ

При данном варианте повышения пропускной способности получим следующий режим работы сети:

Таблица 3.2 Напряжения на подстанциях в аварийных режимах при замене ВЛ

№ ПС	ПС1		ПС2		ПС3		ПС4		ПС5		ПС6		ПС7
	№ Т	Т1	Т1	Т2	Т1	Т2	Т1	Т1	Т2	Т1	Т2	Т1	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12		
Обрыв Т-65' U,кВ	9,58	9,71	9,64	10,49	10,33	0,37	10,48	10,42	10,43	10,41	10,32		
Обрыв Т-24 U,кВ	10,15	9,42	9,36	9,14	8,96	0,32	9,13	9,05	7,96	7,94	7		



### Рисунок 3.2 Параметры наиболее тяжелого режима работы сети при замене ВЛ

Напряжения, полученные в ходе модернизации, имеют недопустимые отклонения от номинальных значений. Столь большие отклонения не могут быть скомпенсированы с помощью устройств РПН (ПБВ), а значит увеличение сечений проводов без проведения дополнительных мероприятий (например, компенсация реактивной мощности) не имеет смысла.

#### 3.1.2 Поперечная компенсация реактивной мощности

Для компенсации реактивной мощности будут использованы устройства типа БСК 35кВ. Устанавливаются данные устройства на шинах высокого напряжения подстанции.

Данные устройства имеют широкий ряд номинальных мощностей. Технические характеристики используемых компенсирующих устройств приведены в таблице 3.3 на основании сайта завода-изготовителя [3].

Таблица 3.3 – Технические характеристики высоковольтных установок компенсации реактивной мощности

Наименование	Мощность, кВАр	Ток, А
1	2	4
БСК-1-35кВ	1000	20,6
БСК-2,5-35кВ	2500	41,2
БСК-3-35кВ	3000	49,4
БСК-3,8-35кВ	3800	62,6
БСК-5-35кВ	5000	82,5
БСК-6-35кВ	6000	98,8



Данный тип компенсирующих установок имеют зависимость мощности от напряжения, которая выражена по формуле:

$$Q = U^2 \cdot \omega \cdot C = U^2 \cdot 2 \cdot \pi \cdot f \cdot C ; \text{ (кВАр)}; \quad (3.4)$$

где  $U$  – напряжение на зажимах КУ, (кВ);

$f$  – частота сети, (Гц);

$C$  – емкость КУ, (мкФ).

Для учета данной зависимости в ПК RastrWin, устройства компенсации должны быть смоделированы с помощью шунтирующих проводимостей. Для расчета величины проводимости, воспользуемся формулой 3.х

$$b = \frac{Q}{U^2} \cdot 10^3, \text{ (мкСм)}; \quad (3.4)$$

Мощности компенсирующих устройств, используемых при моделировании, взяты из реально существующего ряда, но при этом значения мощностей округляются всегда в большую сторону, т.к. в ПО Microsoft Excel затруднителен учет потерь активной и реактивной мощности. Поэтому при использовании КУ меньшей мощности возможны недопустимые отклонения напряжения, что потребует увеличения мощности компенсирующих устройств.

Мощности компенсирующих устройств, используемые при моделировании, приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Мощности компенсирующих устройств

Наименование ПС	-	ПС Югачи	ПС Курлыгаш	ПС В.Таштып	ПС Таштып	ПС Курлыгаш	ПС Аскиз 3
Режим	Мощность КУ	$Q_{КУ1}$ , кВАр	$Q_{КУ2}$ , кВАр	$Q_{КУ3}$ , кВАр	$Q_{КУ4}$ , кВАр	$Q_{КУ5}$ , кВАр	$Q_{КУ6}$ , кВАр

1	2	3	4	5	6	7	8
Обрыв Т-65'	Расчетная	-	-	1892	3147	-	5610
	Реальная	-	-	2500	3800	-	6000
Обрыв Т-24	Расчетная	1330	-	-	1217	-	-
	Реальная	-	-	-	3800	-	-

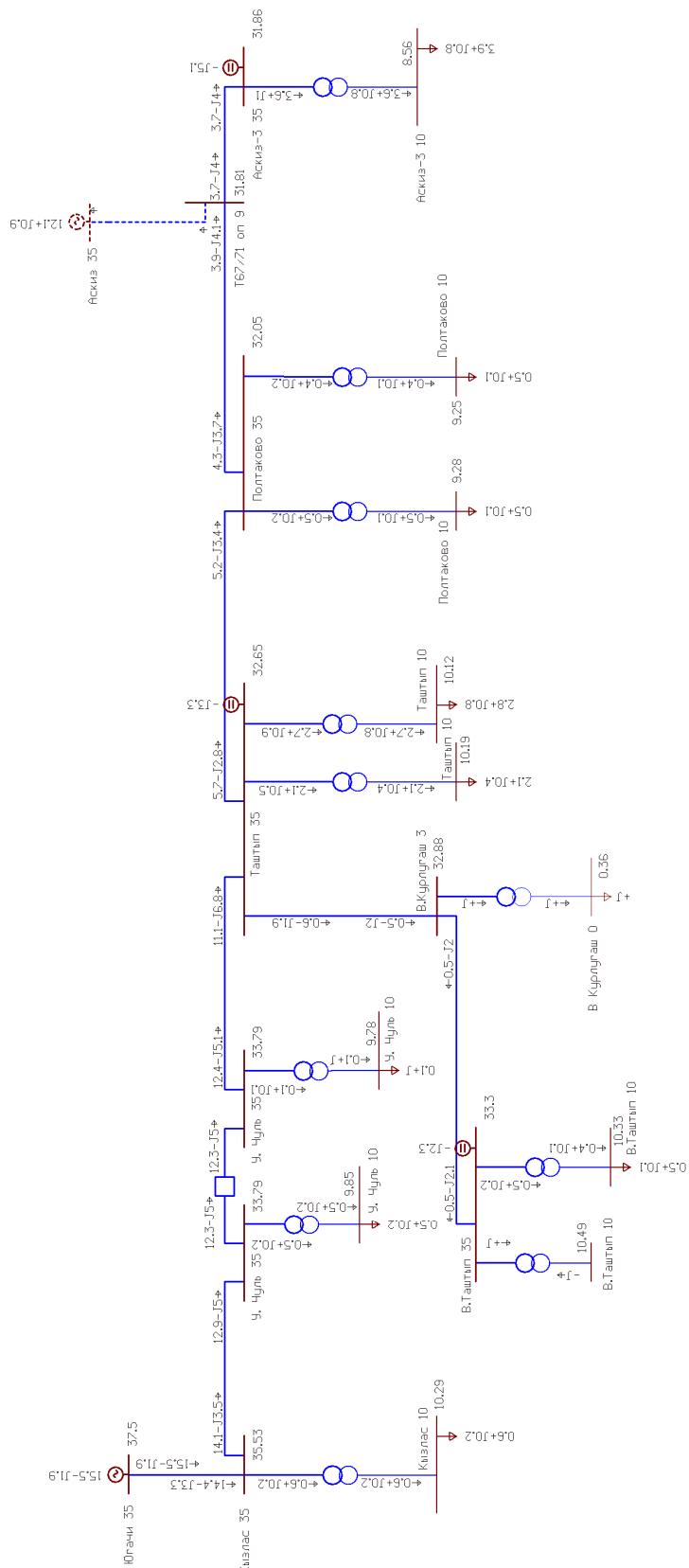


Рисунок 3.ч – Моделирование режима компенсации реактивной мощности при обрыве Т-65' (без РПН)

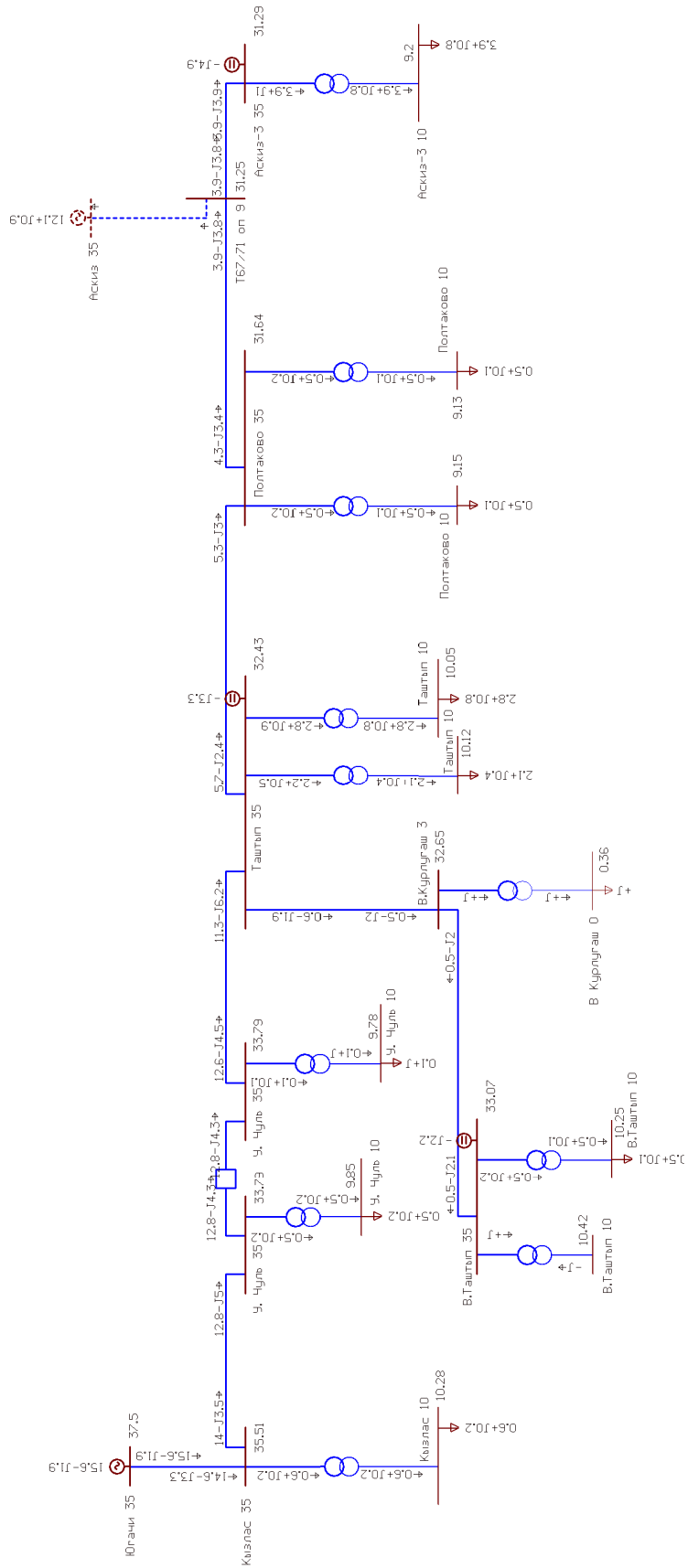


Рисунок 3.ч – Моделирование режима компенсации реактивной мощности при обрыве Т-65' (с использованием РПН)



Первым этапом был рассчитан наиболее тяжелый вариант (обрыв линии Т–65’). Следующим этапом был расчет мощности КУ при отключении линии Т–24. В данном режиме не обязательна компенсация, но необходимы переключения РПН (ПБВ) на большинстве подстанций. В связи с тем, что при расчете более тяжелого режима требовалась компенсация, рассчитаем необходимую мощность КУ при обрыве линии Т–24 и сравним результат с предыдущими расчетами.

Сравнение результатов расчетов необходимых мощностей КУ и их мест установки при обрыве линии Т-65’ и Т – 24 показало допустимость применения рассчитанных мест установки КУ и их мощности, используемых при обрыве Т-65’, для выравнивания напряжения при обрыве линии Т-24.

Поэтому при моделирования режима работы участка сети при обрыве линии Т-24 были использованы места установки и мощности КУ те же, что рассчитаны при отключении линии Т-65’. Для удобства и наглядности результаты моделирования обоих ремонтных режимов отображены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Напряжения на шинах низкого напряжения трансформаторов после использования компенсирующих устройств

№ ПС	ПС1		ПС2		ПС3		ПС4		ПС5		ПС6		ПС7
№ Т	Т1	Т1	Т2	Т1	Т2	Т1	Т1	Т2	Т1	Т2	Т1	Т1	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12		
Обрыв Т-65’ U,кВ	10,28	9,85	9,78	10,42	10,25	0,36	10,12	10,05	9,15	9,13	9,2		
Обрыв Т-24 U,кВ	9,65	9,79	9,72	10,63	10,47	0,37	10,62	10,55	10,34	10,33	10,31		

По результатам моделирования были построены диаграммы для каждого из случаев. На диаграммах наглядно изображены отклонения напряжения на шинах низкого напряжения каждого из трансформаторов

подстанций после установки компенсирующих устройств необходимой мощности.

Диаграммы позволяют проанализировать полученные данные и сделать вывод об эффективности проведенных мероприятий.

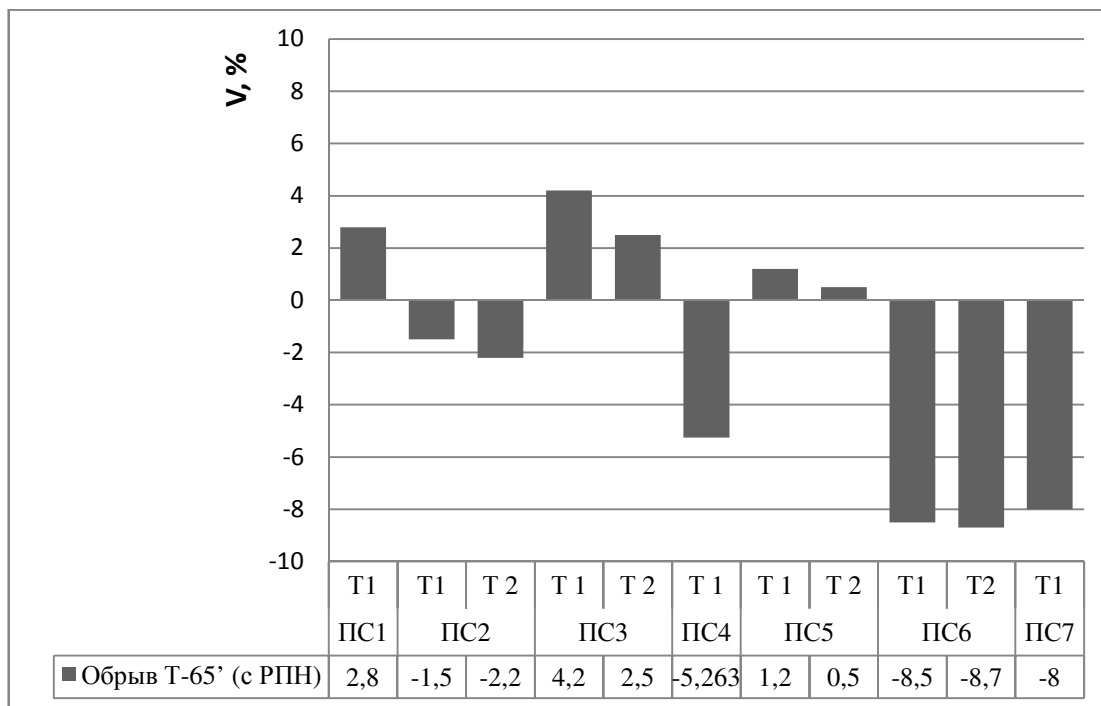


Рисунок 3.ч – Отклонения напряжений на шинах НН при использовании КУ и РПН, обрыв линии Т-65'

Как видно из рисунка 3.ч, напряжения на шинах 10 кВ находятся в допустимых пределах. Но достичь такого эффекта получилось при использовании компенсирующих устройств в совокупности с регулировкой РПН на ПС Аскиз 3 в наиболее тяжелом режиме. Такая погрешность имеет место в силу того, что в ПО Microsoft Excel затруднителен учет потерь активной и реактивной мощности, что приводит к немного меньшим потерям напряжения, чем при моделировании в специализированном ПК RastrWin.

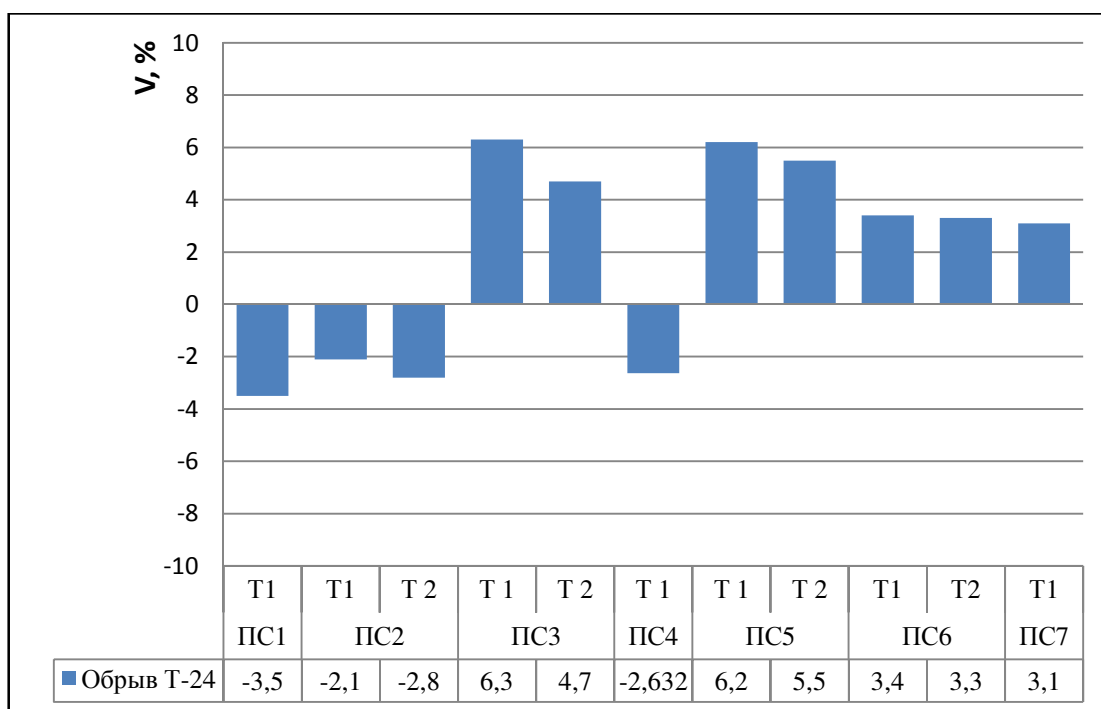


Рисунок 3.ч – Отклонения напряжений на шинах НН при использовании КУ, обрыв линии Т–24

Из таблицы ч.ч видно, что мощности КУ, полученными в результате расчета по критерию минимума суммы падений напряжений, а также по минимуму отклонений напряжений дают приблизительно одинаковые мощности, позволяющие в полной мере обеспечить необходимый уровень напряжения на шинах потребителя. Но тем не менее, критерий минимума капиталовложений позволяет минимизировать суммарные затраты на установку и компенсацию, поэтому является более предпочтительным.

Первый вариант, а именно замена проводов воздушных линий, не полностью удовлетворяет требованию о минимально допустимым напряжениях. Второй вариант – установка КУ – полностью соответствует техническим требованиям. А именно: напряжения на всех участках цепи входят в допустимый диапазон, ток в линиях после установки компенсирующих устройств не превышает допустимый, ни один из трансформаторов не перегружен более, чем на 40% в режиме обрыва питающей линии.



## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В соответствии с поставленной целью в данной работе был произведен анализ различных режимов работы участка сети 35 кВ ПС Югачи– ПС Аскиз с использованием программного обеспечения RastrWin. В результате исследований участка выяснилось, что при отключении линии Т-24 для обеспечения необходимого уровня напряжения достаточно повысить коэффициенты трансформации при помощи РПН, в случае, когда обрывается линия Т-65', диапазона РПН не достаточно для поднятия напряжения до допустимых значений.

Для обеспечения допустимого уровня напряжений в узловых точках рассмотрено два мероприятия:

- Замена проводов ЛЭП на провода большего сечения;
- Установка компенсирующих устройств на шинах подстанций.

Для нахождения оптимальных мест и мощностей КУ использован градиентный метод, реализованный с помощью программы Microsoft Excel.

Для поиска решения рассмотрен критерий минимума суммарных капиталовложений, с дополнительными ограничениями.

Моделирование режимов работы участка сети после внедрения каждого из мероприятий в ПК RastWin показало, что замены проводов 3хАС–95 на провод сечением 120мм<sup>2</sup> недостаточно для обеспечения допустимых значений напряжений. Установка компенсирующих устройств позволяет обеспечить требуемые напряжения во всех узлах участка сети.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Лыкин, А. В. Электрические системы и сети [Текст]: учебное пособие / А. В. Лыкин. – Новосибирск: НГТУ, 2002. – 248 с.
2. Беляевский, Р. В. Вопросы компенсации реактивной мощности [Текст]: учебное пособие / Р. В. Беляевский. – Кемерово: КузГТУ, 2011 – 132 с.
3. Карагодин, В. В. Оптимизация размещения устройств компенсации реактивной мощности в распределительных электрических сетях / В. В. Карагодин, Д. В. Рыбаков // Вопросы электромеханики. Труды ВНИИЭМ, 2015. - №17. С. 43-50.
4. Тарабин, И. В. Компенсация реактивной мощности как метод повышения качества электрической энергии и сокращения потерь на примере данных «МРСК СИБИРИ» / И. В. Тарабин, Р. Б. Скоков, И. А. Терехин // Фундаментальные исследования, 2015. - №2-22. С. 4876-4879.
5. Программный комплекс Космос [Электронный ресурс]. – Режим доступа :<http://www.monitel.ru/company/news/produkty/89-pk-kosmos-soprovozhdenie.html>
6. Дьяконов, В. А. Mathcad [Текст]: учебный курс / В. А. Дьяконов – СПб.: Питер, 2009. – 592 с.
7. Программный комплекс RastrWin [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.rastrwin.ru/>
8. Костин, В.Н. Оптимизационные задачи электроэнергетики [Текст]: учебное пособие / В. Н. Костин. – СПб.: Северо-Западный заочный технический университет, 2003. – 121 с.
9. Индорсофт. Разработка ПО для проектирования, строительства, эксплуатации автомобильных дорог и электрических сетей.: официальный сайт [Электронный ресурс]: – Режим доступа: : <http://www.indorsoft.ru/>
10. Электрическая часть электростанций и подстанций [Текст]: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: [учебное пособие] / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – 5-е изд., стер. – СПб.: БХВ-Петербург, 2013. – 608 с.
11. Высоковольтные конденсаторные установки 6,3 - 10,5 кВ [Электронный ресурс]: Электротехнический завод «СлавЭнерго». – Режим доступа: [http://slavenergo.ru/kondensatornaja\\_ustanovka\\_visokovoltnaja](http://slavenergo.ru/kondensatornaja_ustanovka_visokovoltnaja)
12. Железко, Ю. С. Компенсация реактивной мощности и повышение качества электроэнергии [Текст] / Ю. С. Железко. – М. : Энергоатомиздат, 1985. – 224 с.
13. Василенко, Н. Е. Оптимизация электрической сети по реактивной мощности / Н. Е. Василенко, В. В. Плотников // Потенциал современной науки, 2016. - №4. С. 23-31.
14. Управление электропотреблением: курс лекций для студентов специальности 1-43 01 03 «Электроснабжение» [Электронный ресурс] / авт. – сост А.В. Сычев – Гомель : ГГТУ им. П.О. Сухого, 2006 -100 с.- режим доступа: <http://gstu.local/lib>.

15. Способы компенсации реактивной мощности - Автоматическое регулирование мощности конденсаторных установок [Электронный ресурс]: Энергетика. Оборудование и документация. – Режим доступа: <http://forca.ru/knigi/arhiv/avtomaticheskoe-regulirovanie-moschnosti-kondensatornyh-ustanovok-3.html>

16. Готман, В. И. Критерии оценки экономической эффективности компенсации реактивной мощности в электроснабжении / В. И. Готман // Электричество, 2009. - №12. С. 13-18.

17. Ефременко, В. М. Стоимостные показатели комплектных конденсаторных установок / В. М. Ефременко, Р. В. Беляевский // Вестник Кузбасского государственного технического университета, 2010. - №1. С. 104-107.

18. Готман, В. И. Оптимизация режима реактивной мощности дальних ЛЭП с промежуточными системами / В. И. Готман, А. В. Глазачев // Известия Томского политехнического Университета. Инженеринг георесурсов, 2010. - №4. С. 89-94.

19. Ягуп, В. Г. Расчет режима компенсации реактивной мощности в несимметричной системе электроснабжения методом поисковой оптимизации / В. Г. Ягуп, Е. В. Ягуп // Наукові праці Донецького національного технічного університету. Серія: Електротехніка і енергетика, 2011. - №11. С. 449-454.

20. Дабаров, В. В. Применение генетического алгоритма для оптимизации параметров устройств компенсации реактивной мощности / В. В. Дабаров // Вестник Кузбасского государственного технического университета, 2012. - №3. С. 145-147.

21. Лоскутов, А. Б. Многоцелевая оптимизация компенсации реактивной мощности в электрических сетях / А. Б. Лоскутов, О. И. Еремин // Промышленная энергетика, 2014. - №6. С. 39-41.

22. Рокотян, С. С. Справочник по проектированию электроэнергетических систем [Текст]. / С. С. Рокотян, И. М. Шапиро – 3-е изд., перераб. и доп. - М.: Энергоатомиздат, 1985. – 352 с.

23. ГОСТ 32144-2013 Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – введ. 1.07.2014 г. – М.: Стандартинформ, 2009. – 15 с.

24. Портал по энергосбережению [Электронный ресурс]: Энергосовет. – Режим доступа: <http://www.energsovet.ru/>

25. Энергетика и промышленность России – информационный портал энергетика [Электронный ресурс]: информационный журнал режим доступа– <https://www.eprussia.ru/>

26. Электрокомплект сервис – поставщик кабельно-проводниковой продукции и электротехнической продукции [Электронный ресурс]: ООО «Электрокомплектсервис режим доступа– <https://www.e-kc.ru/>

Бакалаврская работа выполнена мной самостоятельно. Использованные в работе материалы и концепции из опубликованной научной литературы и других источников имеют ссылки на них.

Отпечатано в одном экземпляре.

Библиография 25 наименований.

«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.  
(дата)

\_\_\_\_\_  
(подпись)

\_\_\_\_\_  
(ФИО)

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Хакасский технический институт – филиал ФГАОУ ВО

«Сибирский федеральный университет»

институт

«Электроэнергетика»

кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

Г. Н Чистяков  
подпись                      инициалы, фамилия

« 25 »      06      20 18 г.

## БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

код – наименование направления

Разработка и исследование эффективности мероприятий по  
повышению пропускной способности линий 35 кВ в ремонтных режимах  
ф. Т24 – ф. Т65/71

тема

Руководитель Коловский 25.06.18 доцент каф. ЭЭ, к.т.н.  
подпись, дата                      должность, ученая степень

А.В. Коловский  
инициалы, фамилия

Выпускник Пашковский 25.06.18.  
подпись, дата

В. Н. Пашковский  
инициалы, фамилия

Нормоконтролер Кычак 25.06.18.  
подпись, дата

И.А. Кычак  
инициалы, фамилия

Абакан 2018