

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

Исследование возможности компенсации реактивной мощности для
повышения пропускной способности линии 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>А.А. Думаницкая</u>
	подпись, дата		инициалы, фамилия
Нормоконтролер	_____		<u>И.А. Кычакова</u>
	подпись, дата		инициалы, фамилия

Абакан 2017

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Исследование возможности компенсации реактивной мощности для повышения пропускной способности линии 35 кВ в ремонтных режимах ф. Т24 – ф. Т65/71» содержит 55 страниц текстового документа, 24 рисунка, 10 таблиц, 26 использованных источников, 3 листа графического материала.

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

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

Предмет исследований – возможность повышения качества напряжения при помощи компенсации реактивной мощности.

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.

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

Задачи выпускной квалификационной работы: смоделировать и проанализировать различные режимы работы участка ПС «Югачи» - ПС «Аскиз»; определить оптимальные мощности и места установки компенсирующих устройств; проверить эффективность мероприятий.

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

ABSTRACT

Graduation qualification work on the topic "Investigation of reactive power compensation capabilities to increase the capacity of 35 kV lines in repair modes f. T24 - f. T65 / 71" contains 55 pages of a text document, 24 figures, 10 tables, 26 used sources, 3 sheets of graphic material.

REACTIVE POWER, GRADIENT METHOD, OPTIMIZATION, BILATERAL GRIDS, COMPENSATION, REPAIR MODE.

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

The subject of research is the possibility of improving the quality of voltage by compensating reactive power.

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.

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 Askiz - Yugachi.

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; check the effectiveness of activities.

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

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	5
1 Анализ кольцевых сетей в составе филиала ПАО «МРСК Сибири» - «Хакасэнерго»	7
1.1 Участок ПС «Югачи» - ПС «Аскиз»	8
1.2 Моделирование режимов в программе RastrWin	11
1.2.1 Моделирование нормального режима работы.....	12
1.2.2 Моделирование аварийных режимов работы (обрыв линий *** и ***)	18
2 Понятие о реактивной мощности и ее компенсации	22
2.1 Влияние реактивной мощности.....	23
2.2 Способы компенсации реактивной мощности.....	24
2.3 Обзор компенсирующих устройств	26
2.3.1 Синхронные компенсаторы	26
2.3.2 Статические тиристорные компенсаторы	27
2.3.3 Шунтирующие реакторы.....	29
2.3.4 Установки продольной компенсации	30
2.3.5 Батареи конденсаторов.....	30
3 Оптимизация потоков реактивной мощности.....	32
3.1 Методы решения оптимизационных задач.....	32
3.2 Использование градиентного метода. Целевые функции и ограничения	34
3.3 Реализация метода в программе Excel	40
4 Анализ режимов работы сети после установки компенсирующих устройств.....	44
4.1 Характеристики используемых КУ	44
4.2 Моделирование режимов	45
Заключение	51
Список использованных источников	52

ВВЕДЕНИЕ

В современном мире с каждым днем растет потребление электрической энергии, что обусловлено постоянным ростом числа и мощности потребителей. При этом необходимо соблюдение баланса между потребляемой и генерируемой энергией, так как ее дефицит в большинстве случаев может привести к негативным последствиям. Иногда, при невозможности увеличения генерируемой мощности, требуется применять другие меры для поддержания необходимого уровня напряжения у потребителей. Самый эффективный и широко распространенный способ – компенсация реактивной мощности.

В настоящее время все больше внимания уделяется проблемам компенсации реактивной мощности в электрических сетях, а точнее, вопросам оптимизации данного мероприятия, так как от этого напрямую зависит его эффективность и экономичность.

Передача реактивной мощности по электрической сети от генераторов к потребителям обуславливает потери активной мощности и повышает загруженность элементов сети, тем самым уменьшая их пропускную способность. Поэтому целесообразно применение компенсирующих устройств вблизи потребителей.

В данной работе объектом исследования являются параметры режимов участка электрической сети 35 кВ ПС Аскиз – ПС Югачи, на основании которых проводится анализ возможности повышения пропускной способности и качества напряжения в ремонтных режимах с помощью РПН трансформаторов, а также, в местах, где диапазона РПН не достаточно, при помощи установки устройств компенсации реактивной мощности.

Под ремонтным понимается режим, в котором в силу некоторых причин отключен один из головных участков, а питание всего участка обеспечивается только от одной подстанции.

При решении вопроса компенсации реактивной мощности встает задача оптимизации данного мероприятия, то есть необходимость найти наиболее выгодный вариант использования компенсирующих устройств, при котором при минимальных затратах можно получить максимальный эффект.

Целью работы является рассмотрение возможности повышения качества напряжения с помощью установки устройств компенсации реактивной мощности 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 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; 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 данной работы обусловлена тем, что исследование направлено на решение важной для филиала ПАО «МРСК Сибири» – «Хакасэнерго» задачи по повышению пропускной способности транзита электроэнергии Аскиз – Югачи, и ее результаты могут быть использованы для технико-экономического сравнения нескольких мероприятий по решению рассматриваемой задачи.

1 Анализ кольцевых сетей в составе филиала ПАО «МРСК Сибири» - «Хакасэнерго»

Районные сети, предназначены для обеспечения питанием таких потребителей, как поселки, кварталы, предприятия. Зачастую они не имеют собственных источников генерации электроэнергии и получают питание от трансформаторных подстанций региональных сетей. Чаще всего районные сети выполняются кольцевого или магистрального типа с двусторонним питанием.

Достоинством такого типа сетей является меньшее количество используемых проводов по сравнению с радиальными сетями, а следовательно и меньшие капитальные затраты при их строительстве, что и обуславливает их широкое применение в региональных и межрегиональных сетях. Кроме того, достоинством таких сетей является возможность дальнейшего их расширения при подключении дополнительных потребителей (населенных пунктов, предприятий и т. д.) к узлам существующей сети при отсутствии ограничений для этого.

Недостатком же такой топологии сети является тот факт, что при отключении одного из головных участков сети, она начинает работать в режиме магистрали с односторонним питанием, что приводит к повышению потерь напряжения в линиях и, как следствие, к снижению напряжения у конечных потребителей. Существующий диапазон ПБВ установленных силовых трансформаторов не позволяет обеспечить необходимый уровень напряжения у потребителей, что также влияет на работу социально-значимых объектов и вообще на работу электроприборов потребителей.

Все это приводит к тому, что для поддержания необходимого значения напряжения в узловых точках необходимо отключить часть потребителей, что ведет к негативным социально-экономическим последствиям, связанным с прекращением электроснабжения потребителей. Кроме того, отключение

потребителей третьей категории часто затруднительно в связи с тем, что в районных сетях питание потребителей и первой и других категорий осуществляется по одной магистральной линии.

Указанные выше проблемы существуют во многих региональных сетях, но в данной работе исследование будем проводить на примере конкретного участка сети, входящей в состав ПАО «МРСК Сибири» «Хакасэнерго» - ПС Аскиз - ПС Югачи.

1.1 Участок ПС Югачи - ПС Аскиз

Рассматриваемый участок берет начало от подстанции Аскиз 35 кВ и проходит до подстанции Югачи 35 кВ, запитывая при этом потребителей на семи других подстанциях. Данный участок является кольцевым и имеет несколько ответвлений (Верхний Таштып, Верхний Курлугаш).

На рисунке 1.1 изображено географическое расположение подстанций и протяженность связывающих их линий электропередач.

ИЗЪЯТО

Рисунок 1.1 – Расположение подстанций на местности

Длина линий кольцевого участка без учета ответвлений составляет приблизительно 128,5 км; с учетом ответвлений – 167,74 км, что говорит о значительной протяженности, а следовательно, о немалых потерях на данном участке.

Ниже приведены параметры линий, соединяющих между собой подстанции на данном участке:

Таблица 1.1 – Параметры ВЛ

ИЗЪЯТО РУКОВОДИТЕЛЕМ

Однолинейная схема описываемого участка представлена на рисунке 1.2. Названия подстанций заменены номерами (далее в работе будет использована аналогичная нумерация). Соответствие названий подстанций номерам представлены ниже:

ИЗЪЯТО РУКОВОДИТЕЛЕМ

Почти все подстанции являются двухтрансформаторными (исключение: **ИЗЪЯТО РУКОВОДИТЕЛЕМ, ИЗЪЯТО РУКОВОДИТЕЛЕМ**).

На подстанции Аскиз-3, являющейся двухтрансформаторной, рассмотрен только один трансформатор, запитанный по линиям *** и *** от ПС Югачи, так как трансформаторы работают отдельно, секционный выключатель находится в разомкнутом состоянии. Второй трансформатор запитан по линии *** и не является частью кольцевого участка.

Параметры трансформаторов представлены в таблице 1.2.

1 ПС 220/35/27,5 кВ

2 ПС 220/35/27,5 кВ

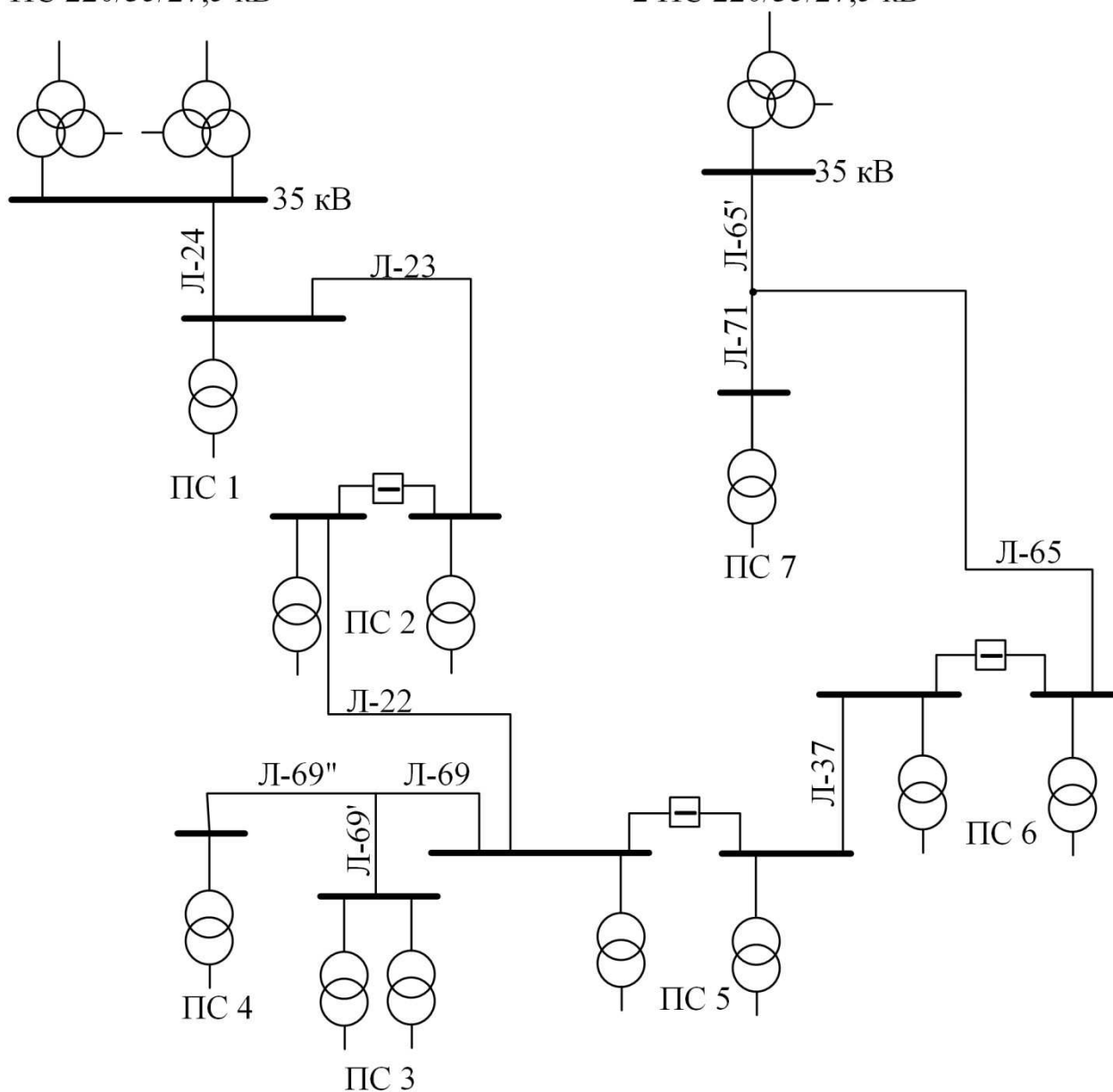


Рисунок 1.2 – Структурная схема участка сети

Таблица 1.2 – 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

1.2 Моделирование режимов в программе RastrWin

Для моделирования режимов работы электрических сетей воспользуемся программным комплексом RastrWin, который 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 [18].

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).

Для моделирования режимов работы исследуемого участка сети используется студенческая версия программы RastrWin.

Существенным достоинством этой программы является легкость анализа режимов на модели после переключений в сети (отключение узлов, линий).

При создании модели в программе RastrWin определяющими являются параметры ветвей (трансформаторы, ЛЭП, выключатели) и параметры узлов (генераторы, нагрузка).

1.2.1 Моделирование нормального режима работы

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 21.12.16 в 19ч, что соответствует режиму максимальных нагрузок.

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 полученной модели будем проверять, сравнивая данные, полученные в результате моделирования, с данными контрольных замеров, а именно, сравним напряжения на шинах низкого напряжения трансформаторов.

Данные, взятые из контрольных замеров, представлены в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – 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
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	0,48	0,1	0,57	0,47	0	0,04	3,08	2,15	0,66	0,5	3,88
Q, Мвар	0,14	0,03	0,21	0,13	0	0,01	0,85	0,14	0,13	0,14	0,79

Модель создается путем внесения в таблицы параметров узлов и ветвей, как показано на рисунках 1.3 и 1.4.

ИЗЪЯТО РУКОВОДИТЕЛЕМ

Рисунок 1.3 – Параметры узлов в программе RastrWin

ИЗЪЯТО РУКОВОДИТЕЛЕМ

Рисунок 1.4 – 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 1.5.

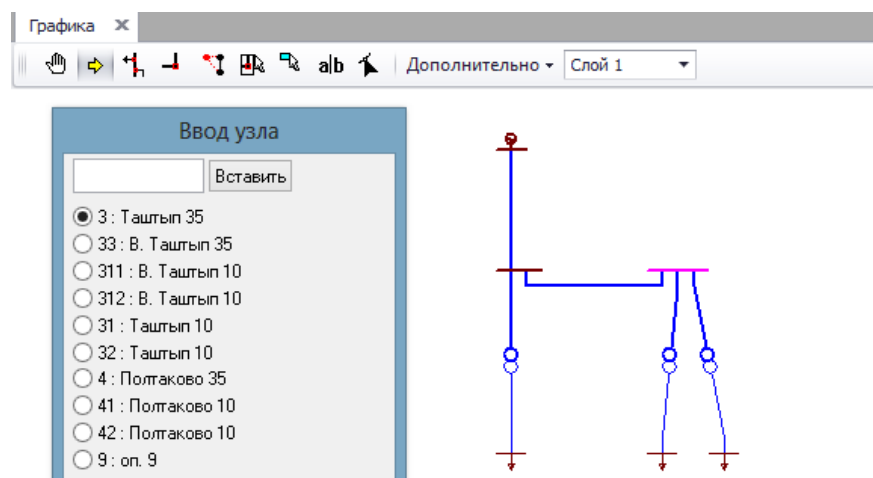


Рисунок 1.5 – Построение схемы в программе RastrWin

Модель нормального режима работы, полученная в результате моделирования, представлена на рисунке 1.6. Номера подстанций указаны в соответствие со структурной схемой, изображенной на рисунке 1.2.

Смоделированный режим работы соответствует тому режиму, в котором находилась сеть в момент контрольных замеров (21.12.16 в 19.00), а именно, была отключена линия ****. А также коэффициенты трансформации были заданы с учетом РПН.

На основании модели была составлена сравнительная таблица 1.4, сопоставляющая результаты контрольных замеров с результатами моделирования.

Таблица 1.4 – 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	Т2	Т1	Т2	Т1	Т2	Т1	Т2	Т1	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12										
Контрольные замеры U,кВ	10,89	10,88	10,78	9,89	10,06	0,35	9,95	10,04	10,18	10,18	10,21										
Моделирование U,кВ	10,82	10,88	10,78	9,82	9,99	0,36	9,82	9,91	10,11	10,09	10,21										

По результатам таблицы 1.4 построим диаграмму, наглядно показывающую разницу между данными, полученными при моделировании и результатами контрольных замеров.

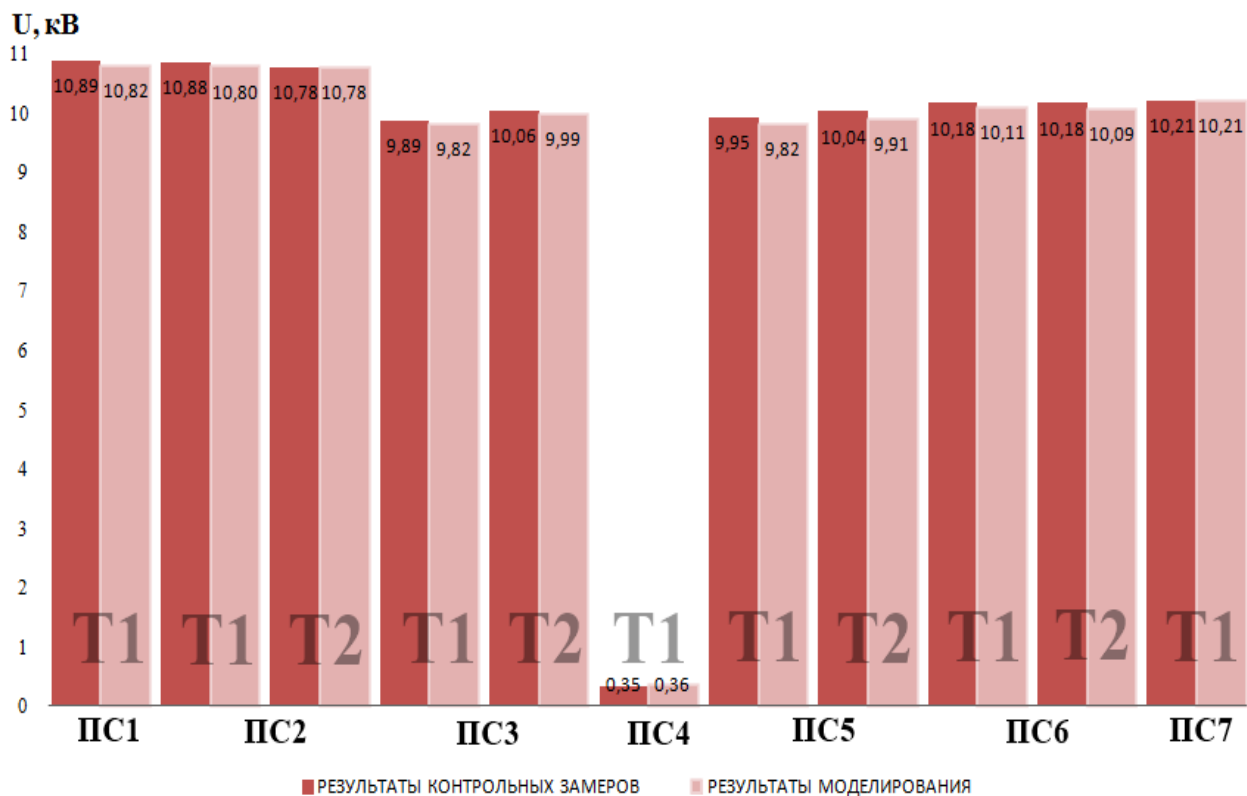


Рисунок 1.7 – Сравнительная диаграмма

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.

1.2.2 Моделирование аварийных режимов работы (обрыв линий

*** и ****)

В магистральных сетях с двусторонним питанием нередко случается, 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 *** и линии *** (2), 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 1.2.

На рисунках 1.8 и 1.9 представлены модели аварийных режимов.

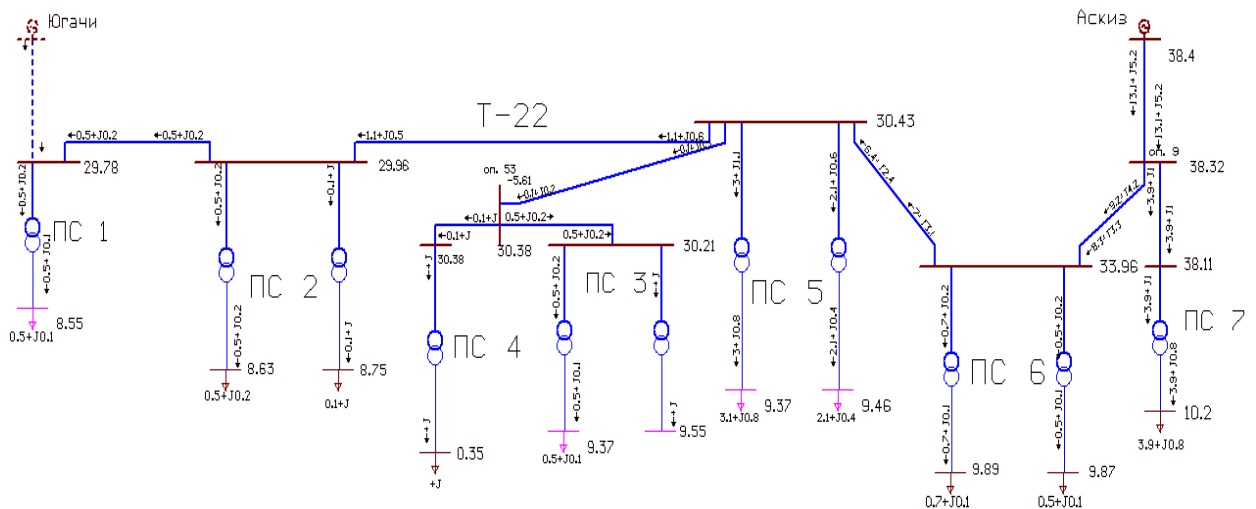


Рисунок 1.8 – Отключение линии *** (1)

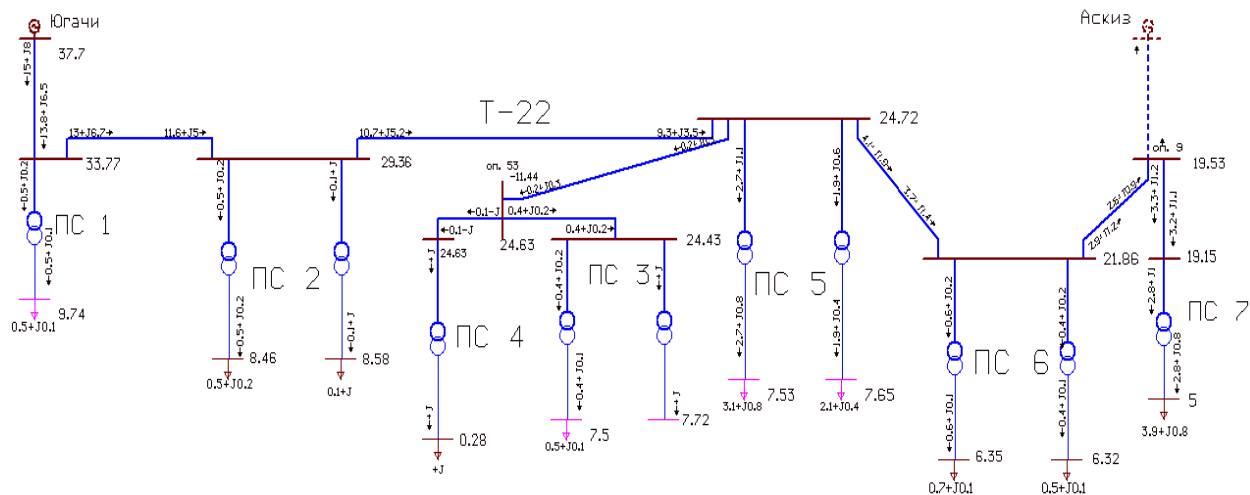


Рисунок 1.9 – Отключение линии *** (2)

Результаты моделирования сведены в таблицу 1.5.

Таблица 1.5 – Результаты моделирования аварийных режимов

№ ПС	ПС1		ПС2		ПС3		ПС4		ПС5		ПС6		ПС7
	Т1	Т1	Т2	Т1	Т2	Т1	Т1	Т2	Т1	Т2	Т1	Т2	Т1
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12		
Обрыв *** (1) U, кВ	8,55	8,63	8,75	9,37	9,55	0,35	9,37	9,46	9,89	9,87	10,2		
Обрыв *** (2) U, кВ	9,7	8,38	8,5	7,36	7,14	0,27	7,4	7,52	6,3	6,27	5		
С учетом РПН													
Обрыв *** (1) U, кВ	9,32	9,23	9,37	9,51	9,33	0,36	10,15	10,25	10,62	10,6	10,8		
Обрыв *** (2) U, кВ	10,37	8,86	9	7,57	7,34	0,28	7,77	7,9	6,76	6,74	5		

Для большей наглядности результаты моделирования представлены в виде диаграмм, где визуализируются уровни напряжения для каждого из

случаев, а так же возможность поднятия напряжения с помощью переключения РПН.

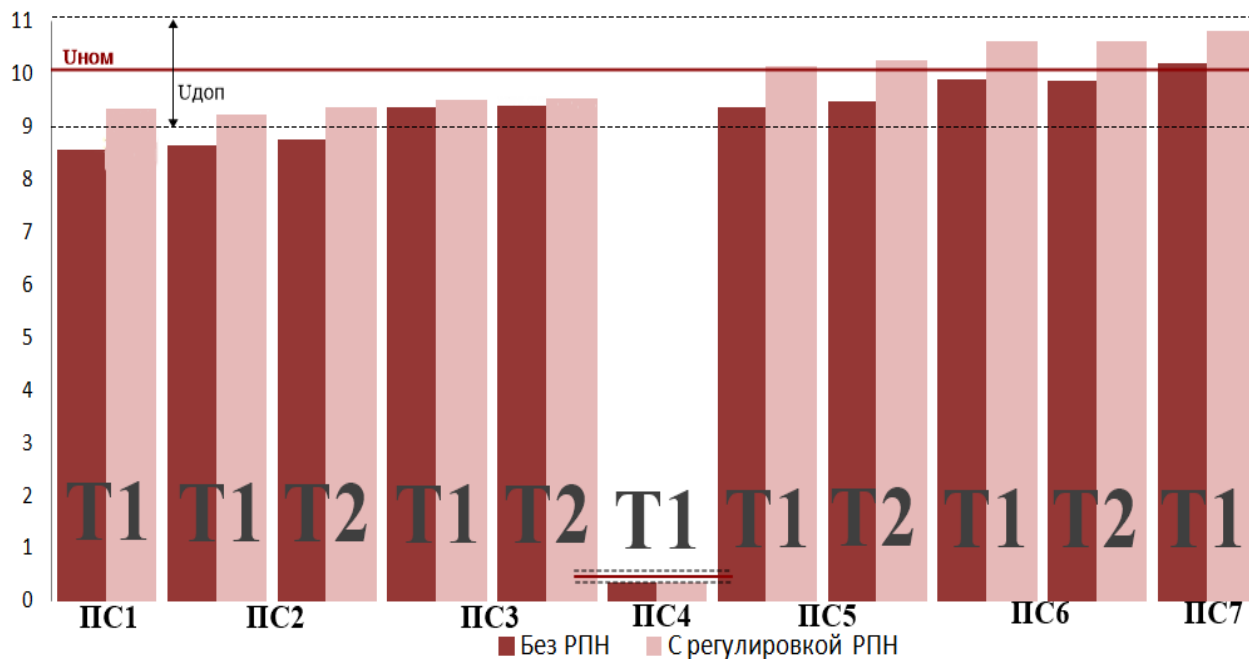


Рисунок 1.10 – Напряжения на шинах низкого напряжения при обрыве линии ***(1)

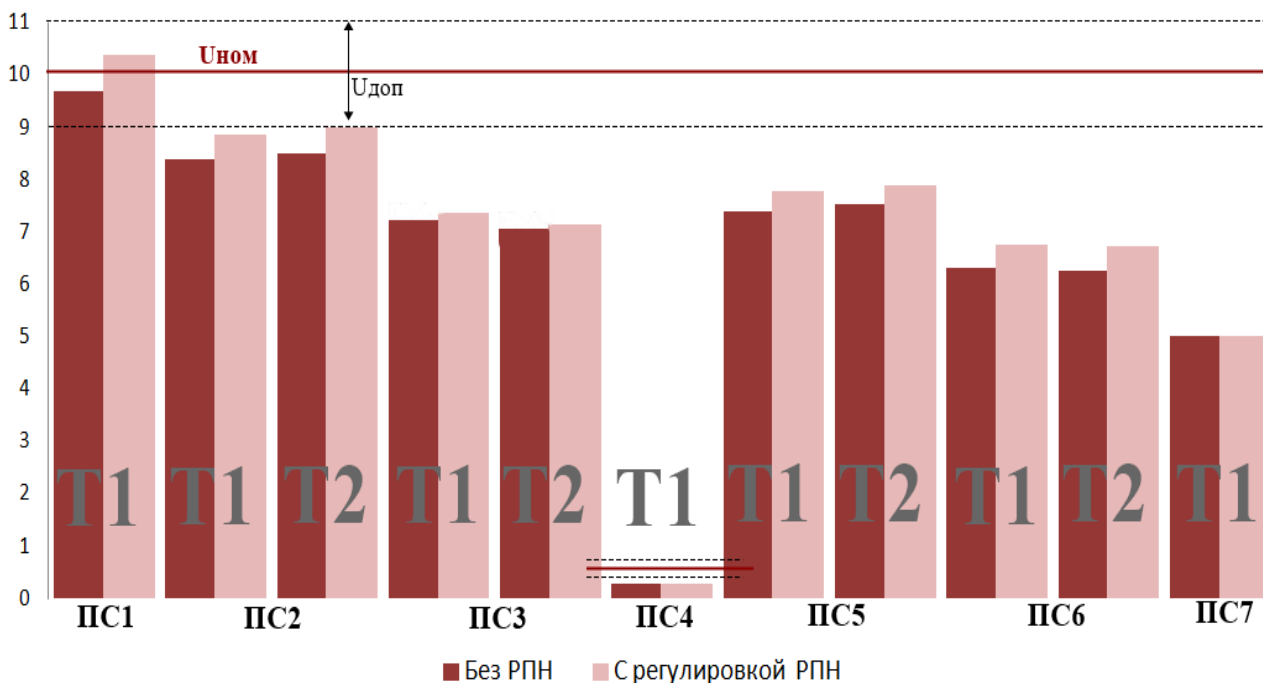


Рисунок 1.11 – Напряжения на шинах низкого напряжения при обрыве линии ***(2)

Как видно из диаграмм, изображенных на рисунках 1.10 и 1.11, при обрыве одной из линий напряжение на шинах низкого напряжения некоторых подстанций снижается до значений, являющихся недопустимыми. Но, в случае отключения линии ***(1), соединяющей рассматриваемый кольцевой участок и ПС Югачи, отклонения наблюдается только на двух самых отдаленных подстанциях, а именно на ПС Кызлас и ПС Усть-Чуль, и составляют 12,5 - 14,5 % от номинального напряжения, при этом диапазон РПН трансформаторов этих подстанций позволяет решить проблему в полной мере, а в случае обрыва линии ***(2), запитывающей магистраль от ПС Аскиз, отклонения наблюдаются на всех подстанциях, кроме ПС Кызлас, запитанной непосредственно от ПС Югачи, кроме того, 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 Понятие о реактивной мощности и ее компенсации

Помимо активной энергии, преобразующейся в другие виды энергии, необходимые для совершения полезной работы, в энергосистеме вырабатывается и реактивная энергия. Она не переходит в другие виды и связана только с циркуляцией энергии между электрическими и магнитными полями. Она необходима для создания условий, при которых активная энергия совершает работу.

Реактивная мощность не производит никакой работы, но она необходима для передачи активной мощности между первичной и вторичной обмотками трансформаторов, через зазоры между ротором и статором электродвигателей, а также по линиям электропередач.

Для более глубокого понимания реактивной мощности обратимся к понятию «электрическая мощность».

Электрическая мощность – это физическая величина, характеризующая скорость генерации, передачи или потребления энергии в единицу времени. Чем больше мощность, тем большую работу совершает электроустановка в единицу времени [1].

Понятие реактивной мощности существует только в цепях переменного тока (исключения составляют случаи, когда нагрузка носит чисто активный характер). При наличии индуктивной или емкостной составляющей ток и напряжение не совпадают по фазе, и в нагрузку передается только часть мощности.

Реактивная мощность может рассматриваться, как характеристика скорости обмена энергией между источником и магнитным полем электроприемника [1].

2.1 Влияние реактивной мощности

В отличие от активной, реактивная мощность вырабатывается не только генераторами, но и другими источниками, например, батареями конденсаторов, синхронными двигателями, тиристорными компенсаторами и др. , и потери ее в сети могут достигать значений, соизмеримых с реактивной мощностью, потребляемой электроприемниками. Отсюда следует, что передача реактивной мощности по сети от генератора к потребителям на большие расстояния обуславливает рост потерь напряжения в линиях, что приводит к снижению уровня напряжения у конечных потребителей.

Связь потерь напряжения в линиях и реактивной мощности видно из соотношения (1.1):

$$\Delta U = \frac{P \cdot R_{\text{л}} + Q \cdot X_{\text{л}}}{U}, \quad (1.1)$$

где: P и Q - активная и реактивная мощности соответственно;

$R_{\text{л}}$ – активное сопротивление линии;

$X_{\text{л}}$ - реактивное сопротивление линии;

U - номинальное напряжение сети.

Помимо потерь напряжения, реактивная мощность вызывает и другие негативные последствия, такие как ухудшение качества электроэнергии, загрузка элементов электрической сети и уменьшения их пропускной способности. Кроме того, нежелательная перегрузка элементов сети (трансформаторов, ЛЭП и др.) уменьшает срок их службы.

Включение устройств компенсации вблизи индукционных приемников, потребляющих реактивную мощность, приводит к разгрузке элементов сети. Таким образом, использование компенсирующих устройств позволяет

улучшить качество электроэнергии, уменьшить потери и, следовательно, повысить экономические показатели сети.

2.2 Способы компенсации реактивной мощности

Под компенсацией реактивной мощности в общем случае понимается снижение циркуляции между источником и приемником потоков реактивной мощности [1].

Мероприятия могут быть разделены на две группы: технические и организационные. Первые подразумевают установку компенсирующих устройств в соответствующих точках системы электроснабжения, а организационные мероприятия не связаны с применением специальных устройств и направлены на естественное уменьшение реактивной мощности (например посредством уменьшения потребления реактивной мощности электроприемниками).

Также существует несколько различных способов компенсации, различающихся между собой местами установки компенсирующих устройств. Среди них централизованная, групповая и индивидуальная компенсация [8].

На рисунке 2.1 представлены способы установки компенсирующих устройств. Под буквой а изображена централизованная компенсация на стороне высшего напряжения; под б — централизованная на стороне низшего напряжения; в — групповая; г — индивидуальная.

В большинстве случаев централизованная компенсация на стороне высокого напряжения применяется при наличии на объекте высоковольтных электродвигателей. Этот вид компенсации позволяет снизить активные потери в трансформаторах 110(35)/10(6) кВ и токоведущих кабелях на стороне низкого напряжения. При таком виде компенсации конденсаторная установка подключается к шинам 6/10кВ.

При централизованной компенсации на стороне низкого напряжения конденсаторная установка подсоединяется к шинам 0,4 кВ трансформаторной подстанции и позволяет разгрузить от реактивной мощности сети 10 кВ и трансформаторы.

Групповая компенсация на стороне низкого напряжения применяется при наличии группы однородных потребителей и позволяет снизить активные потери в трансформаторах и питающих линиях. Аналогичного эффекта позволяет достичь и индивидуальная компенсация на стороне низкого напряжения. Ее применяют в тех случаях, когда имеется мощный потребитель, коммутируемый отдельным выключателем. Компенсирующее устройство присоединяется непосредственно у такого приемника.

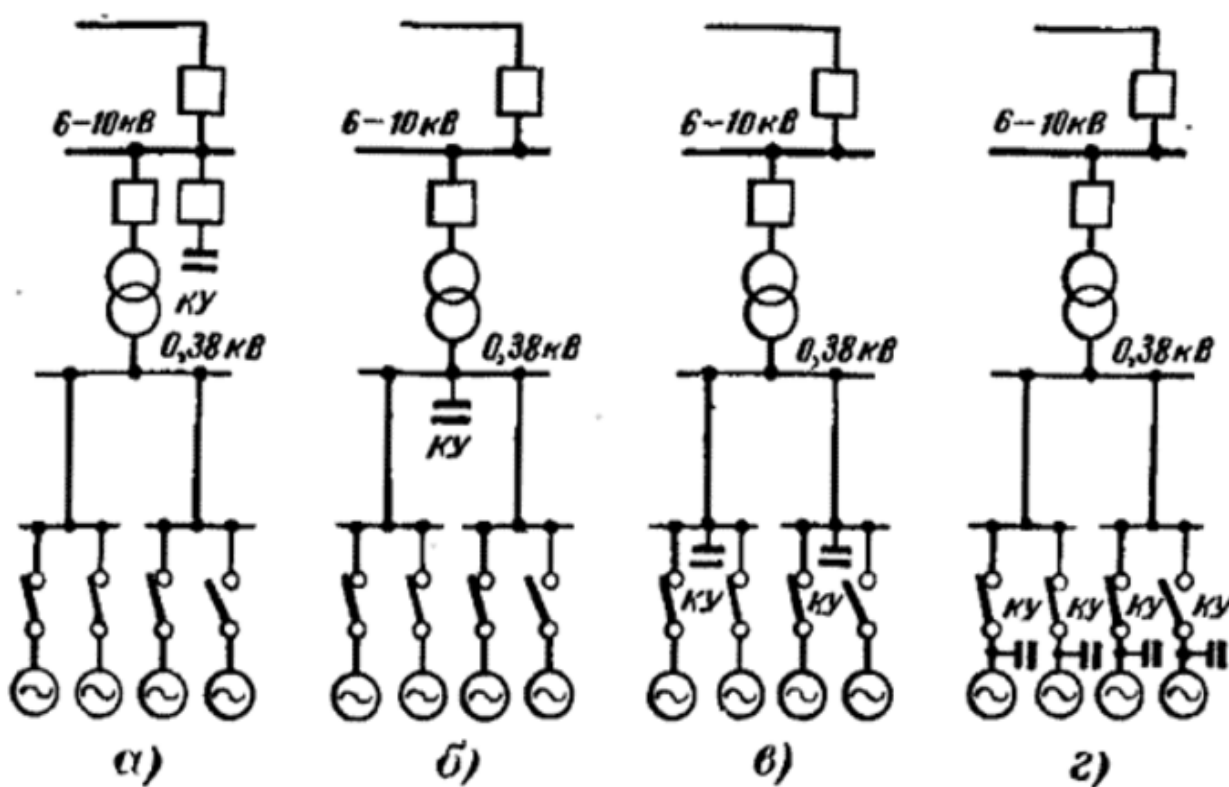


Рисунок 2.1 – Способы установки компенсирующих устройств

Помимо различий в способах установки, различаются также виды используемых устройств компенсации.

2.3 Обзор компенсирующих устройств

Для оптимизации потоков реактивной мощности используются генераторы электростанций и синхронные двигатели, а также дополнительно устанавливаемые компенсирующие устройства: синхронные компенсаторы, батареи конденсаторов и специальные статические устройства реактивной мощности [22]. Рассмотрим подробнее каждый тип компенсирующих устройств.

2.3.1 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 [1].

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.

2.3.2 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 [1].

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 регулировании 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 2.2 изображена схема установки прямой компенсации со ступенчатым регулированием.

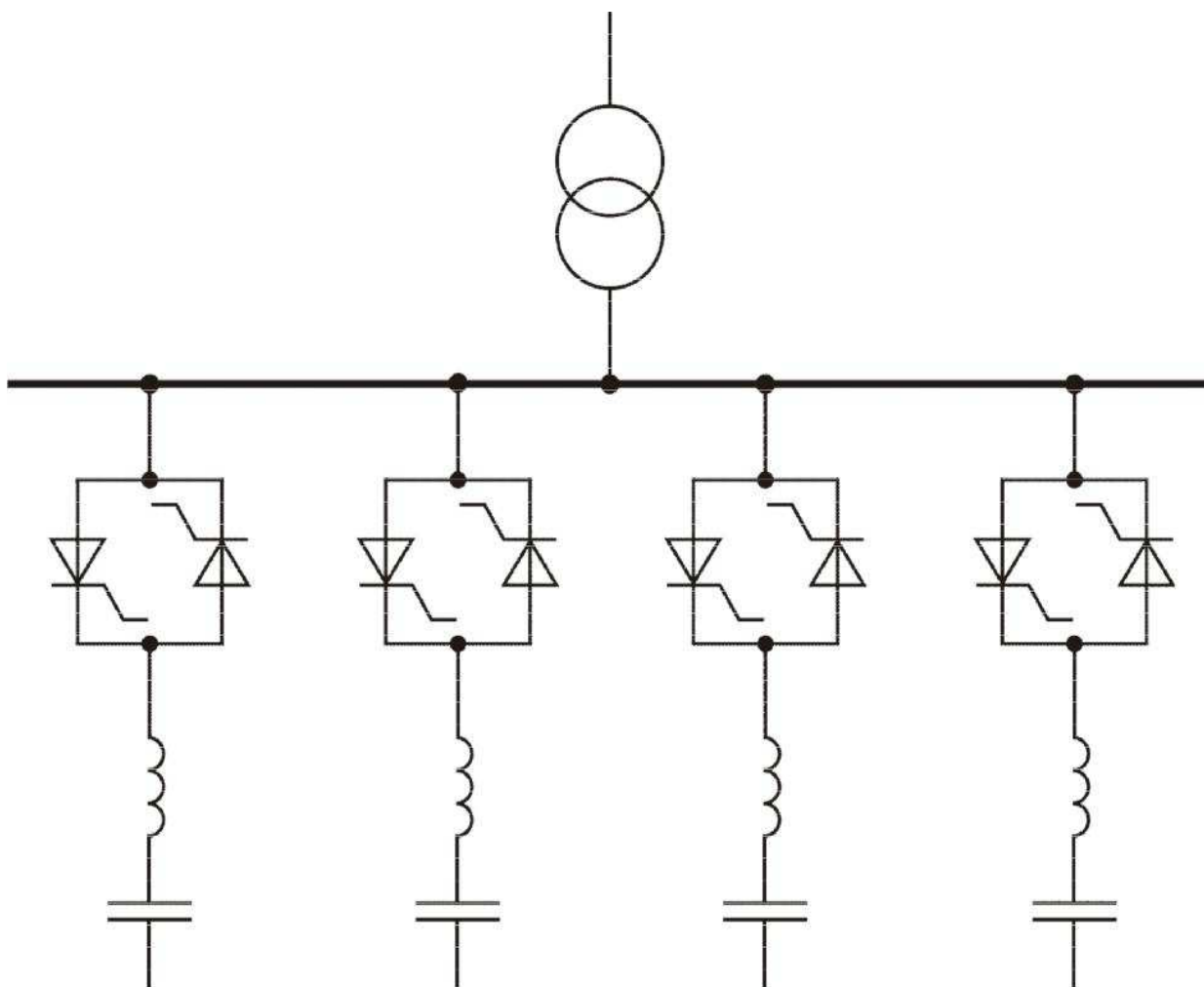


Рисунок 2.2 – Схема установки прямой компенсации реактивной мощности со ступенчатым регулированием

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 2.3.

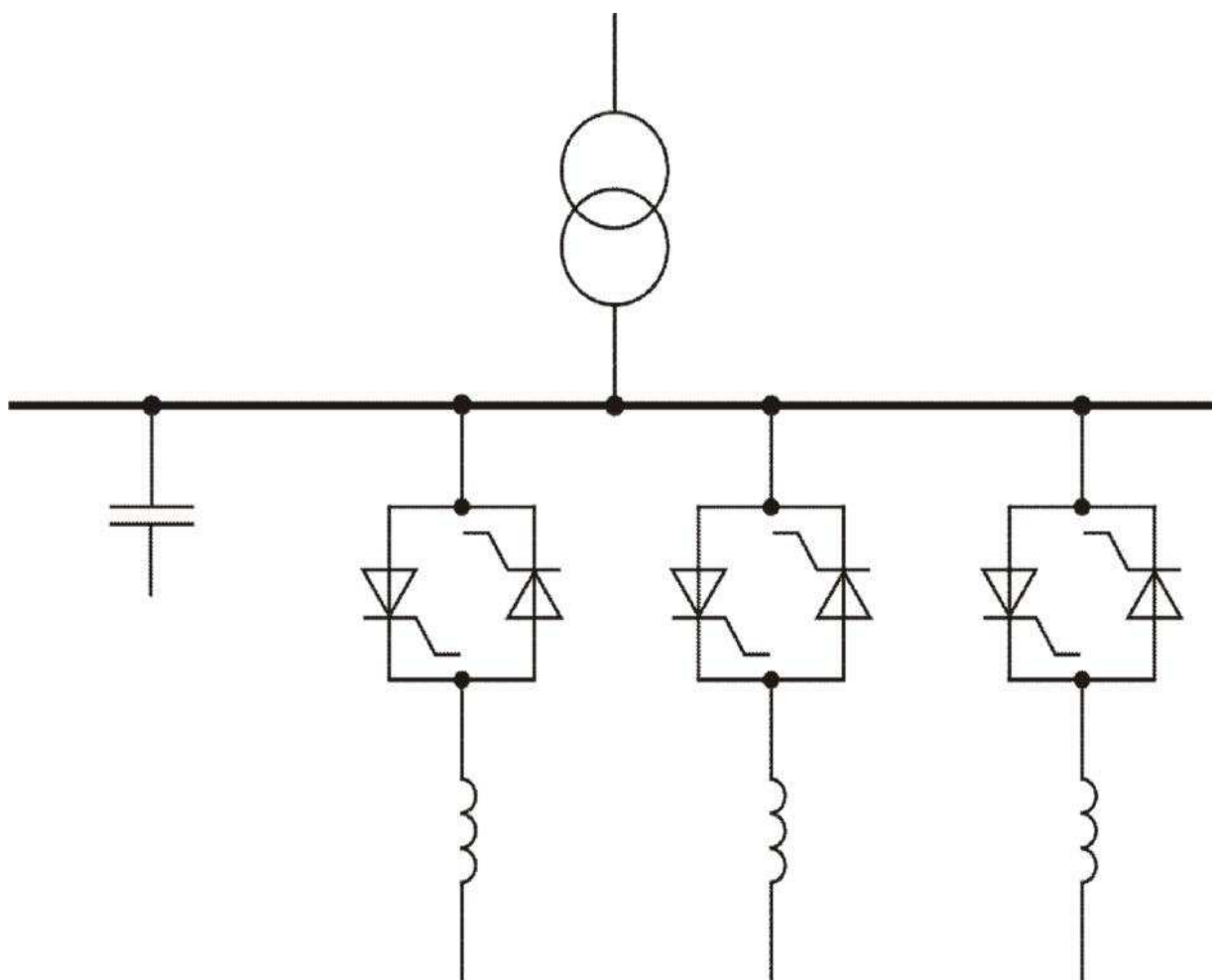


Рисунок 2.3 - Схема стабилизатора реактивной мощности с синхронизированными тиристорными ключами

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).

2.3.3 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.

2.3.4 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.

2.3.5 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 2.4 показаны варианты соединения фаз батареи конденсаторов. Соединение в звезду изображено слева, справа – соединение фаз в треугольник.

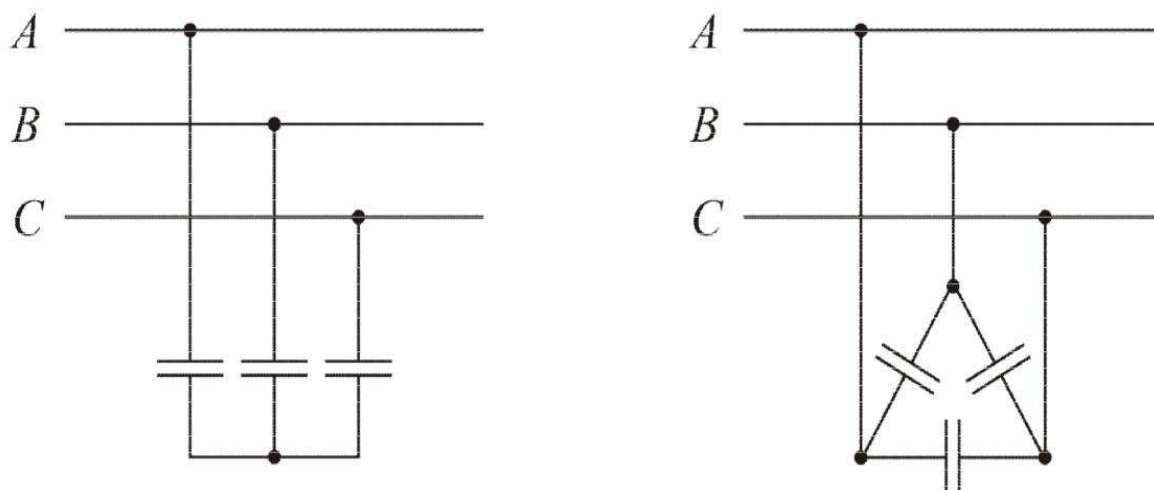


Рисунок 2.4 – Способы соединения фаз батареи конденсаторов

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.

3 Оптимизация потоков реактивной мощности

Задачи оптимизации компенсации реактивной мощности делятся на две подзадачи: проектную, решающую вопрос об установке дополнительных компенсирующих устройств, и эксплуатационную, отвечающую за выбор оптимальных режимов работы уже установленных [2].

Так как в рассматриваемой сети отсутствуют компенсирующие устройства, на режим которых возможно повлиять, то в работе уделено внимание только проектной задаче.

Решение проектной задачи в общем случае сводится к поиску наиболее выгодных мест установки компенсирующих устройств, а также их оптимальных мощностей. Для этого существует множество различных методов и алгоритмов. Ниже рассмотрены некоторые из них.

3.1 Методы решения оптимизационных задач

Наиболее примитивным методом решения задачи по поиску оптимальных мест установки компенсирующих устройств и нахождения их мощности, при которой будет достигнут наибольший эффект, является метод перебора. Но иногда этот метод затруднителен в силу наличия огромного количества различных комбинаций. Это делает данный метод самым простым, но не самым точным. Для получения более точного результата принято использовать математические методы.

Еще один простой вариант решения задачи оптимизации компенсации реактивной мощности – однокритериальная оптимизация, при использовании которого в роли критерия экономического эффекта рассматривается минимум суммарных приведенных затрат. Целевая функция выгладит как сумма затрат на компенсирующие устройства и на потери мощности, присутствующие при их использовании:

$$Z = Z_k + Z_{\Pi}, \quad (3.1)$$

где Z_k - приведенные затраты на компенсирующие устройства, руб/год;

Z_{Π} – затраты на потери мощности, руб/год. [10].

Большинство же оптимизационных задач решаются методом математического программирования, который позволяет найти экстремальное значение функции. Как правило, этот метод представляет собой многократно повторяющуюся математическую процедуру, приводящую в итоге 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

$$\overrightarrow{grad}Z = \frac{\partial Z}{\partial x_1} \vec{i} + \frac{\partial Z}{\partial x_2} \vec{j} + \dots + \frac{\partial Z}{\partial x_n} \vec{k}, \quad (3.2)$$

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

Величина этого вектора определяется следующим выражением:

$$|\overrightarrow{grad}Z| = \sqrt{(\partial Z/\partial x_1)^2 + (\partial Z/\partial x_2)^2 + \dots + (\partial Z/\partial x_n)^2}. \quad (3.3)$$

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].

3.2 Использование градиентного метода. Целевые функции и ограничения

Для применения градиентного метода необходимо ввести целевые функции, учитывающие параметры, на основании которых будет решаться вопрос о выборе компенсирующих устройств и их установки. Одной из целевых функций будет являться минимум суммарных приведенных затрат.

Данная функция учитывает стоимость компенсирующих устройств, капитальные затраты на их установку и стоимость потерь электроэнергии.

Но, так как данный критерий позволяет решить поставленную задачу только с точки зрения экономической эффективности и не учитывает технологических аспектов, необходимо ввести дополнительный критерий. Таким критерием будет являться минимум суммарных потерь напряжения. Данный критерий позволяет учесть пропускную способность элементов сети, а также свести к минимуму потери напряжения в линиях и трансформаторах.

Метод позволяет отыскать оптимальные значения переменных при которых данные целевые функции будут принимать минимальное значение.

Для составления целевой функции удобно использовать схему замещения электрической сети, изображенную на рисунке 3.1.

На схеме замещения изображены активные сопротивления всех имеющихся трансформаторов и каждой линии, а также предполагаемые места расположения компенсирующих устройств.

Рассмотрим случай, когда из-за аварии или в силу ремонтных работ отключена линия 65', а питание поступает только с одной стороны (от ПС Югачи). При этом целесообразна установка компенсирующего устройства в конце магистрали (потери напряжения на самом отдаленном участке максимальны) и в ее середине (точке потокораздела при нормальном режиме работы сети).

Далее на основании схемы замещения составляется целевая функция для поиска оптимального решения, используя в качестве переменных мощности компенсирующих устройств.

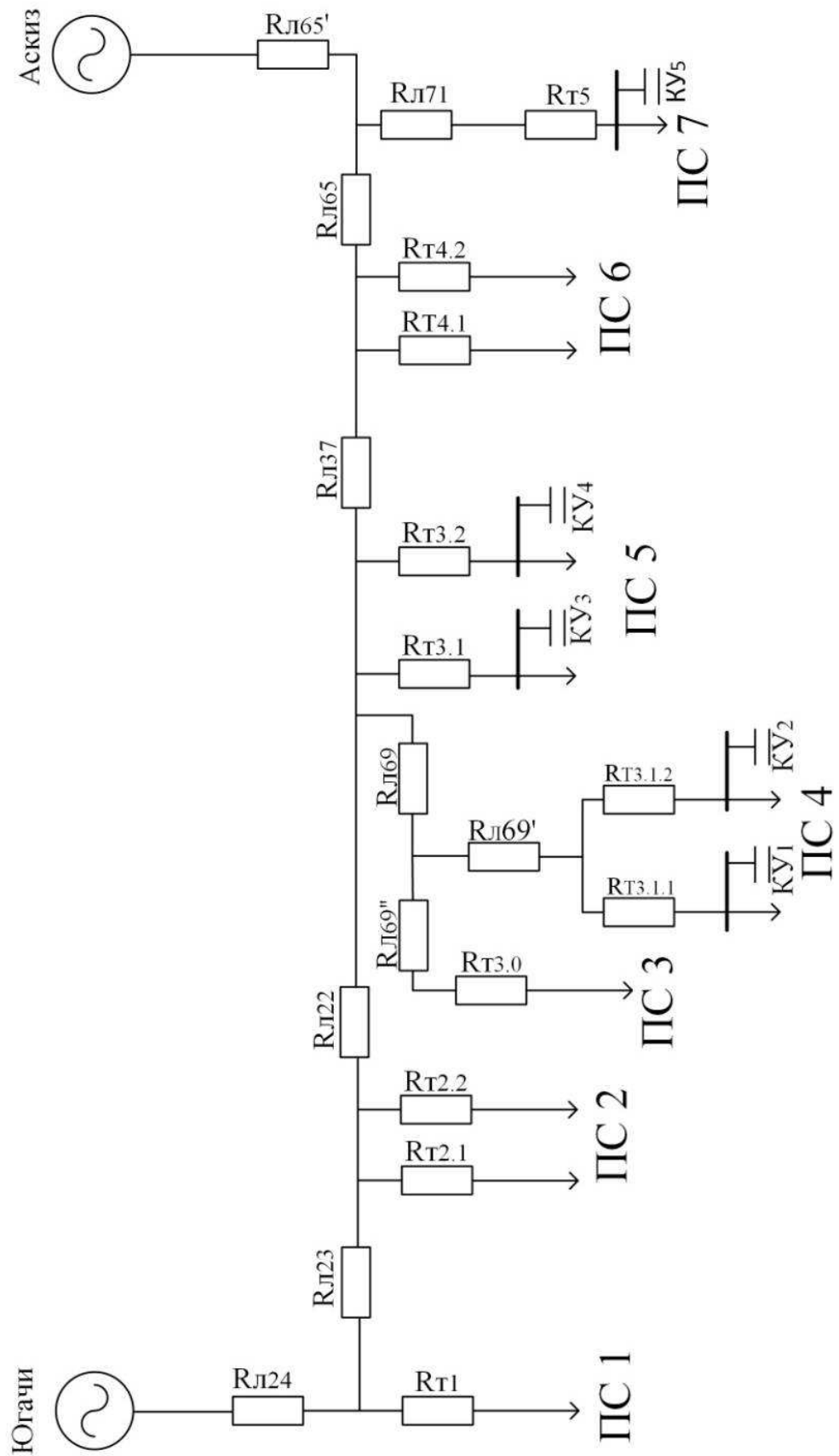


Рисунок 3.1 – Схема замещения электрической сети.

Целевая функция, учитывающая приведенные затраты, в общем случае выглядит следующим образом:

$$Z = c_k \cdot \sum Q_k + \sum (a_{лj} \cdot (P_{нлi}^2 + (Q_{нлi} - Q_k)^2)) + \sum (a_{тj} \cdot (P_{нтj}^2 + (Q_{нтj} - Q_k)^2)), \quad (3.4)$$

где Q_k – мощность устанавливаемого компенсирующего устройства;

c_k – капитальные затраты на компенсирующие устройства и коммутационную аппаратуру;

a – коэффициент, учитывающий сопротивление, время наибольших потерь и стоимость потерь электроэнергии по тарифу, в общем случае

$$a = \frac{R \cdot c_0 \cdot T_{\Sigma}}{U_{ном}^2},$$

$P_{нт}, Q_{нт}$ – активная и реактивная мощности, проходящие через трансформатор;

$P_{нл}, Q_{нл}$ – активная и реактивная мощности, проходящие по линии;

Капитальные затраты определим согласно статье В. М. Ефременко [10]. В своей статье он приводит анализ стоимости компенсирующих устройств различной мощности, и строит зависимости величины приведенных затрат от мощности компенсирующих устройств. На основании этих зависимостей задаем среднюю величину удельных приведенных затрат, равную 200 руб/кВАр.

За время максимальных потерь принимается один месяц, то есть 744 часа.

Стоимость потерь задается в соответствии с величиной тарифа за апрель 2017 года, а именно 1,87 руб./кВт·ч.

Для рассматриваемой целевой функции градиентный вектор имеет вид:

$$grad Z = \nabla Z = \left[\frac{\partial Z}{\partial Q_{к1}}, \frac{\partial Z}{\partial Q_{к2}}, \dots, \frac{\partial Z}{\partial Q_{кn}} \right], \quad (3.5)$$

Точка, в которой $|\text{grad } Z| = 0$ соответствует экстремуму функции. Поиск экстремума начинается с некоторой произвольной точки.

На основании формулы (3.2) была составлена целевая функция для исследуемой сети по критерию затрат:

$$\begin{aligned}
 Z = & Z_0 \cdot (Q_{k1} + Q_{k2} + Q_{k3} + Q_{k4} + Q_{k5}) + (a_{л71} + a_{л75} + a_{л65}) \cdot (P_5^2 + (Q_5 - Q_{k5})^2) + \\
 & + a_{л37} \cdot ((P_{41} + P_{42} + P_5)^2 + (Q_{41} + Q_{42} + Q_5 - Q_{k5})^2) + a_{т32} \cdot (P_{32}^2 + (Q_{32} - Q_{k4})^2) + \\
 & + a_{т31} \cdot (P_{31}^2 + (Q_{31} - Q_{k3})^2) + a_{л69} \cdot ((P_{33} + P_{311} + P_{312})^2 + (Q_{33} + Q_{31} + Q_{312} - Q_{k1})^2) + \\
 & + a_{л69'} \cdot ((P_{311} + P_{312})^2 + (Q_{311} + Q_{312} - Q_{k1} - Q_{k2})^2) + a_{т311} \cdot (P_{311}^2 + (Q_{311} - Q_{k1})^2) + \\
 & + a_{т312} \cdot (P_{32}^2 + (Q_{32} - Q_{k2})^2) + a_{л22} \cdot ((P_{33} + P_{311} + P_{312} + P_{31} + P_{32} + P_{41} + P_{42} + P_5)^2 + \\
 & + (Q_{33} + Q_{311} + Q_{312} + Q_{31} + Q_{32} + Q_{41} + Q_{42} + Q_5 - Q_{k1} - Q_{k2} - Q_{k3} - Q_{k4} - Q_{k5})^2) + \\
 & + a_{л23} \cdot ((P_{21} + P_{22} + P_{33} + P_{311} + P_{312} + P_{31} + P_{32} + P_{41} + P_{42} + P_5)^2 + (Q_{21} + Q_{22} + \\
 & + Q_{33} + Q_{311} + Q_{312} + Q_{31} + Q_{32} + Q_{41} + Q_{42} + Q_5 - Q_{k1} - Q_{k2} - Q_{k3} - Q_{k4} - Q_{k5})^2) + \\
 & + a_{л24} \cdot ((P_1 + P_{21} + P_{22} + P_{33} + P_{311} + P_{312} + P_{31} + P_{32} + P_{41} + P_{42} + P_5)^2 + (Q_1 + Q_{21} + \\
 & + Q_{22} + Q_3 + Q_{311} + Q_{312} + Q_{31} + Q_{32} + Q_{41} + Q_{42} + Q_5 - Q_{k1} - Q_{k2} - Q_{k3} - Q_{k4} - Q_{k5})^2)
 \end{aligned}$$

Таким же образом в качестве целевой функции можно выбрать суммарные потери напряжения в сети при использовании компенсирующих устройств. В этом случае будут найдены такие мощности КУ, при которых суммарные потери напряжения в сети будут минимальными.

Целевая функция выглядит как сумма потерь напряжения в каждой линии и потерь в трансформаторе на ПС7:

$$\Delta U = \Delta U_{л23} + \Delta U_{л22} + \Delta U_{л69} + \Delta U_{л69'} + \Delta U_{л69''} + \Delta U_{т37} + \Delta U_{л65} + \Delta U_{л65'} + \Delta U_{т1}, \quad (3.6)$$

где потери напряжения в линиях равны:

$$\Delta U_{ли} = \frac{\sum P_n \cdot R_{ли} + (\sum Q_n - \sum Q_{кУ}) \cdot X_{ли}}{U_{ном}}, \quad (3.7)$$

потери в трансформаторе:

$$\Delta U_{тi} = \frac{\sum P_n \cdot R_{тi} + (\sum Q_n - \sum Q_{кУ}) \cdot X_{тi}}{U_{ном}}. \quad (3.8)$$

В случае, когда необходимо добиться компромисса между функциями суммарных потерь напряжения в сети и минимума суммарных затрат, эти критерии можно учитывать в совокупности, с учетом значимости для каждого из них:

$$Y = Z \cdot k_1 + \Delta U \cdot k_2, \quad (3.9)$$

где k_1 и k_2 – коэффициенты значимости для каждого из критериев;

Z – функция минимума приведенных затрат;

ΔU – функция минимума суммарных потерь напряжения.

Для всех тех случаев решение будет найдено с учетом необходимых ограничений. Такими ограничениями будут являться:

а) Мощности компенсирующих устройств должны иметь неотрицательные значения:

$$Q_k \geq 0. \quad (3.10)$$

б) Отклонение напряжения в узлах сети должно находиться в диапазоне от -0,1 до 0,1 о.е. :

$$\left| \frac{U_{\text{ист}} - (U_{\text{ист}} - \Delta U)}{U_{\text{ном}}} \right| \leq 0,1. \quad (3.11)$$

в) Ток в линиях не должен превышать максимально допустимый ток для данного проводника.

$$\frac{\sqrt{\sum P^2 + (\sum Q - \sum Q_k)^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \leq I_{\text{доп}}. \quad (3.12)$$

где $I_{\text{доп}}$ — допустимый ток для каждой линии в соответствии со справочными данными [19].

г) В аварийном режиме трансформаторы не должны быть перегружены более, чем на 40%:

$$\frac{\sqrt{\sum P^2 + (\sum Q - \sum Q_k)^2}}{S_{\text{T ном}}} \leq 1,4, \quad (3.13)$$

где $S_{\text{T ном}}$ — номинальная мощность трансформатора в соответствии с паспортом трансформаторов.

Для реализации метода отлично подходит программа Microsoft Excel, имеющая возможность поиска решения методом сопряженных градиентов и учитывающая при этом все заданные ограничения.

1.3 Реализация метода в программе Excel

Программа Excel имеет возможность отыскать минимальное значение данной функции при заданных параметрах. Кроме того, решение будет найдено с учетом всех заданных ограничений. В данном случае ограничениями будут являться соотношения (3.10), (3.11), (3.12) и (3.13).

После внесения вышеуказанных соотношений в соответствующие ячейки, они указываются настройке параметров функции «Поиск решения», что показано на рисунке 3.2. В то же время кроме ограничений также задаются ячейки, значения которых являются переменными и выбирается ячейка с целевой функцией.

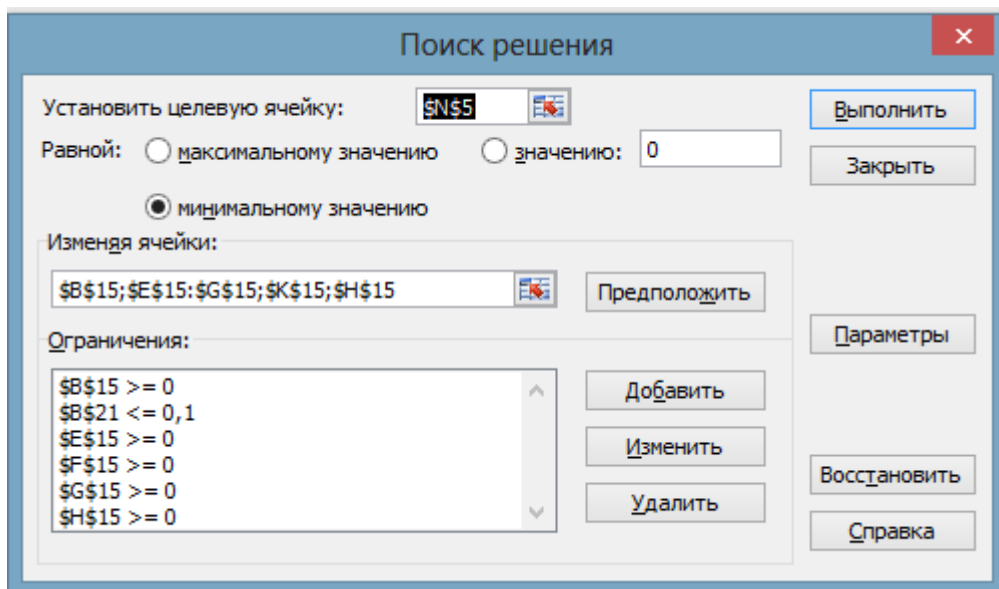


Рисунок 3.2 – Внесение параметров для поиска решения

Сам расчетный файл, сформированный в Excel, представлен на рисунке 3.3.

В ячейку O5 занесена целевая функция минимума приведенных затрат, описанная в пункте 3.2. Все параметры, учитывающиеся в формуле, а именно: активные и реактивные сопротивления линий и трансформаторов, мощности нагрузок, время максимальных потерь, капитальные затраты и стоимость потерь электроэнергии, 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).

O5		=B18*(E15+G15+H15+I15+J15)+(I5+J5+L10)*((L13+K13+I13)^2+H5*((L13+K13+I13)^2+(L12+K12+J12-L15)^2)+I10*(I																		
A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P					
1	24	23	22	69	69'	69"	37	65	71	65'										
2	Rл	7,19	8,25	4,15	7,11	0,22	11,39	13,08	1,51	0										
3	Xл	7,32	8,65	5	8,55	0,14	13,7	11,6	1,89	0										
4	Потери U	2,530148571	3,053689	0,100743	0,160637	0,000223	2,0550743	1,71184	0,675729	0										
5	эл	0,006897906	0,008157	0,00936	0,004708	0,008066	0,0025	0,0129222	0,01484	0,001713	0									
6		1	21	22	311	312	31	32	41	42	5									
7	Rт	14,21	8,613281	14,945	48,4	14,945	1,435185	1,435185	1,435185	2,68068	0,810338									
8	Xт	76,35397									10,77									
9	Потери U	0,50029588									0,332926									
10	вт	0,016121587	0,009772	0,016955	0,054911	0,016955	0,0016283	0,001628	0,001628	0,003041	0,000919									
11		1	21	22	311	312	31	32	41	42	5									
12	Qн	140	30	210	300	40	850	440	130	140	790									
13	Rн	480	100	530	430	10	3080	2150	660	500	3880									
14	к0	к1			к2			к3			к4			к5						
15	Qк	0		0		0	0	0			0	переменные								
16	Уист	37,7	Umin	24,17021																
17	сум потери U	13,52979456																		
18	z0=	200																		
19	c0	1,868																		
20	Tз	744																		
21	V	0,387																		
22	Ограничения		№ T	1	21	22	311	300	312	31	32	41	42	5						
23	Qк>=0	198,5795147	193,2103	182,1619	9,17284	8,64911	0,004302	84,959784	65,31852	201,4546	0									
24	V>=0	330	330	330	330	330	210	330	265	330	265	330	265	330						
25	линия	24	23	22	69	69"	37	65	71	65'										
26	ток	198,5795147	193,2103	182,1619	9,17284	8,64911	0,004302	84,959784	65,31852	201,4546	0									
27	Доп. Ток	330	330	330	330	330	210	330	265	330	265	330	265	330						

Рисунок 3.3 – Решение задачи оптимизации в программе Excel

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 Об, содержащая функцию минимума суммарных потерь напряжения).

Для поиска решения с учетом одновременно обоих критериев в меню команды «Поиск решения» в качестве целевой устанавливается ячейка, содержащая функцию с обоими критериями с учетом коэффициентов значимости для каждого из них (ячейка О8). В данном случае выбрана одинаковая значимость для каждого критерия.

Таким образом, программа находит наиболее оптимальное решение, при котором потери напряжения и суммарные затраты минимальны.

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

Решения, полученные для всех трех случаев, сведены в таблицу 3.1.

Таблица 3.1 – Расчетные мощности компенсирующих устройств.

Критерий	$Q_{КУ1}$, кВАр	$Q_{КУ2}$, кВАр	$Q_{КУ3}$, кВАр	$Q_{КУ4}$, кВАр	$Q_{КУ5}$, кВАр	З, млн.руб	ΔU , кВ
1	2	3	4	5	6	7	8
Минимум суммарных приведенных затрат	73	955	0	0	5517	5,767	3,5
Минимум суммарных потерь напряжения	1788	2990	1167	1877	4684	8,545	0,0264
Комплексный критерий	1774	2975	1118	1849	4709	8,499	0,004

4 Анализ режимов работы сети после установки компенсирующих устройств

4.1 Характеристики используемых КУ

Для компенсации реактивной мощности лучше всего подходят конденсаторные установки типа УКРМ. Они имеют достаточно широкий диапазон регулирования, что может позволить их использование не только в режиме отключения линии $***(2)$, но и в других аварийных режимах. Устанавливаются данные устройства на шинах низкого напряжения трансформатора.

Помимо широкого диапазона регулирования, сами установки имеют широкий ряд номинальных мощностей. Технические характеристики используемых компенсирующих устройств приведены в таблице 4.1 на основании сайта завода-изготовителя [3].

Таблица 4.1 – Технические характеристики высоковольтных установок компенсации реактивной мощности

Наименование	Мощность, кВАр	Шаги регулирования		Ток, А
		Фиксированное	Регулируемое	
1	2	3	4	5
УКРМ-10,5-150-50	150	1×100	1×50	8,25
УКРМ-10,5-300-150	300	1×150	1×150	16,5
УКРМ-10,5-450-150	450	1×300	1×150	24,74
УКРМ-10,5-600-300	600	1×300	1×300	32,99
УКРМ-10,5-900-450	900	1×450	1×450	49,49
УКРМ-10,5-1350-450	1350	1×450	2×450	74,23
УКРМ-10,5-2250-450	2250	3×450	2×450	123,72
УКРМ-10,5-3150-450	3150	3×450	4×450	173,21
УКРМ-10,5-4050-450	4050	2×450	7×450	222,69
УКРМ-10,5-5400-450	5400	3×450	9×450	296,92
УКРМ-10,5-6000-600	6000	4×600	6×600	329,91
УКРМ-10,5-7200-450	7200	8×450	8×450	395,9

4.2 Моделирование режимов

Далее представлены на рисунках 4.1, 4.2 и 4.3 представлены три варианта решения задачи оптимальной компенсации реактивной мощности. Каждый вариант соответствует заданному критерию. Мощности компенсирующих устройств, используемых при моделировании, взяты из реально существующего ряда, но при этом максимально приближены к значениям, полученным в п. 3.3.

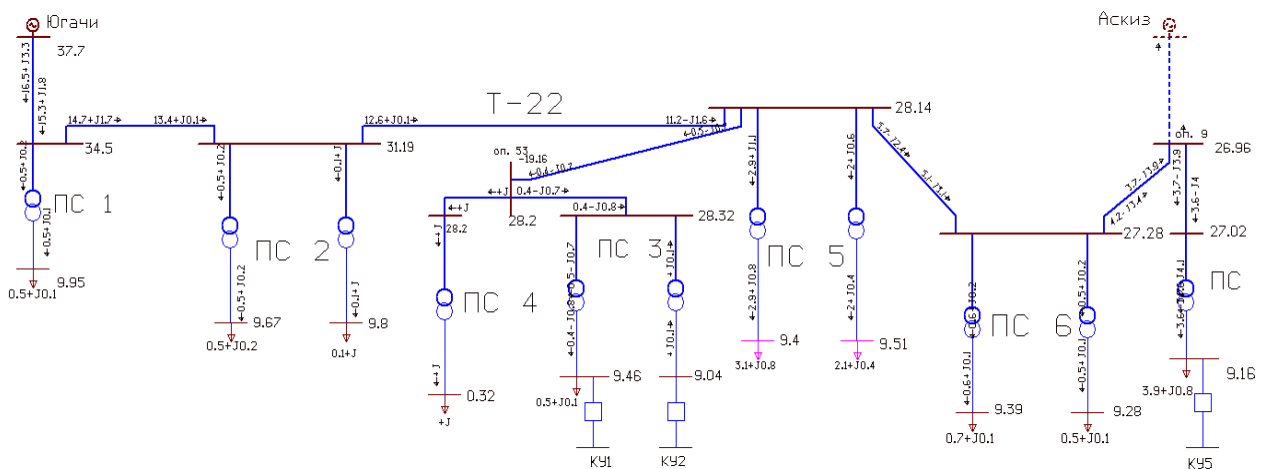


Рисунок 4.1 – Моделирование режима компенсации реактивной мощности при минимальных затратах

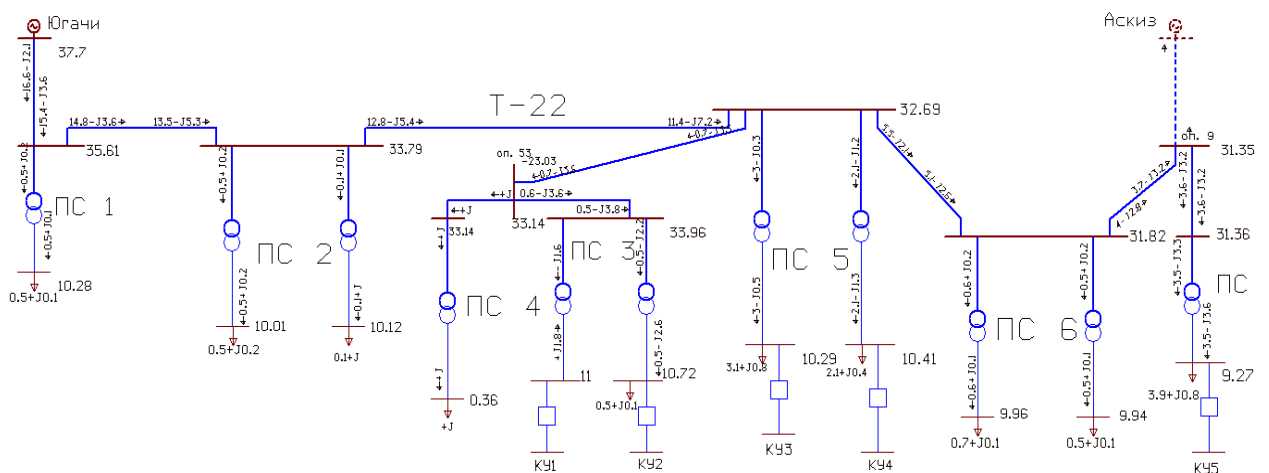


Рисунок 4.2 – Моделирование режима компенсации реактивной мощности при минимальных суммарных потерях напряжения

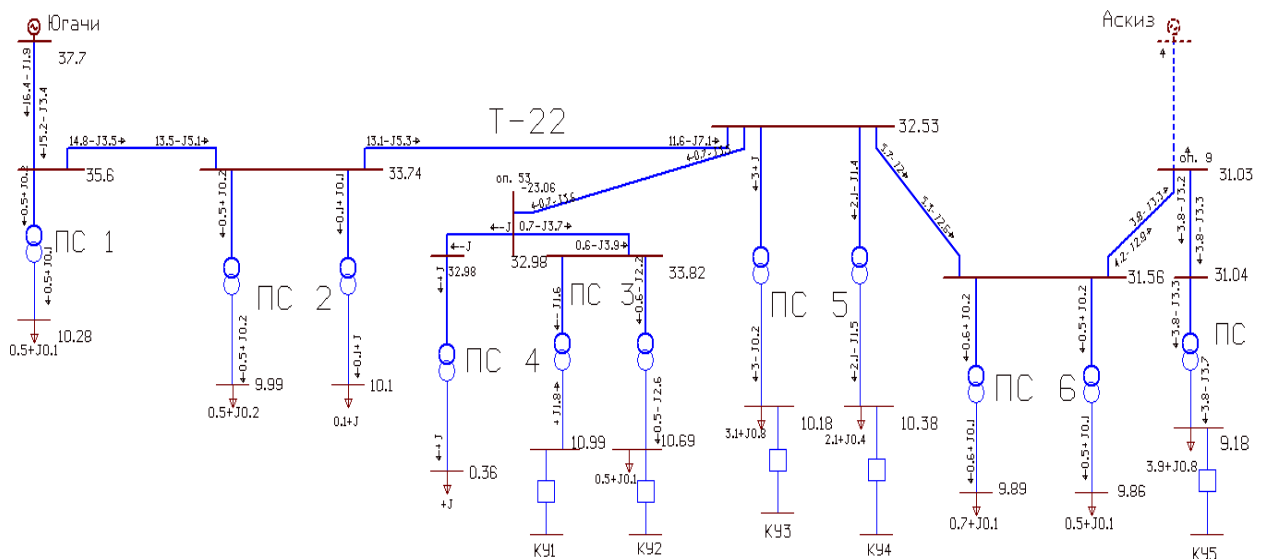


Рисунок 4.3 – Моделирование режима компенсации реактивной мощности с учетом комплексного критерия

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

Таблица 4.2 – Мощности компенсирующих устройств

Критерий		$Q_{КУ1}$, кВАр	$Q_{КУ2}$, кВАр	$Q_{КУ3}$, кВАр	$Q_{КУ4}$, кВАр	$Q_{КУ5}$, кВАр
1		2	3	4	5	6
Минимум суммарных приведенных затрат	расчетная	73	955	0	0	5517
	реальная	100	900	-	-	5400
Минимум суммарных потерь напряжения	расчетная	1788	2990	1167	1877	4684
	реальная	1800	2700	1350	1800	4500
Комплексный критерий	расчетная	1774	2975	1118	1849	4709
	реальная	1800	2700	900	1800	4500

Как видно из таблицы 4.2, различия между вторым и третьим вариантами решения незначительны, на практике отличаются только мощности компенсирующего устройства № 3, притом, что мощности всех компенсирующих устройств, полученные расчетным путем, получились

различными. Это обусловлено относительно широким шагом регулировки мощности устройств компенсации (в среднем 100-150 кВАр).

Для удобства и наглядности результаты моделирования всех трех режимов компенсации 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
	Т1	Т1	Т2	Т1	Т2	Т1	Т1	Т2	Т1	Т1	Т2	Т1	Т2	Т1	Т2	Т1			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12								
По критерию наименьших затрат U,кВ	9,95	9,67	9,8	9,46	9,04	0,32	9,4	9,51	9,39	9,28	9,16								
По критерию наименьших потерь U,кВ	10,28	10,01	10,12	11	10,72	0,36	10,29	10,41	9,96	9,94	9,27								
По комплексному критерию U,кВ	10,28	9,99	10,1	10,99	10,69	0,36	10,18	10,38	9,89	9,86	9,18								

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.

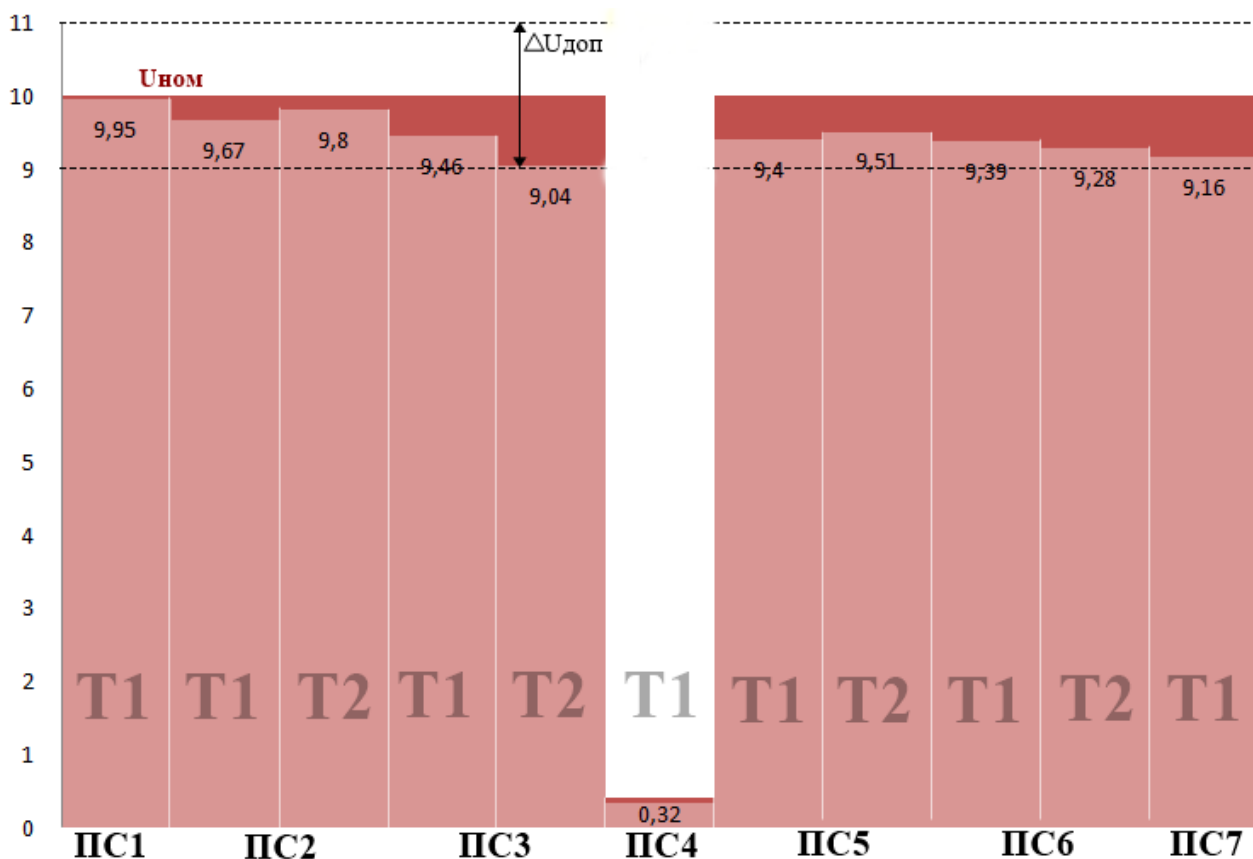


Рисунок 4.4 – Напряжения на шинах НН при использовании компенсирующих устройств, найденных по критерию минимальных затрат

Как видно из рисунка 4.4, напряжения на шинах 10 кВ находятся в допустимых пределах. Но достичь такого эффекта получилось при использовании компенсирующих устройств в совокупности с регулировкой РПН на большинстве подстанций. При этом на шинах низкого напряжения подстанции № 4 напряжение находится на уровне ниже допустимого. Такая погрешность имеет место в силу того, что критерий минимальных приведенных затрат не учитывает некоторые технические аспекты, такие как пропускная способность линий, потери в трансформаторах и т.д.

Эту проблему можно решить, установив компенсирующее устройство небольшой мощности непосредственно на подстанции №4, либо используя более мощные устройства компенсации на соседней подстанции (ПС3).

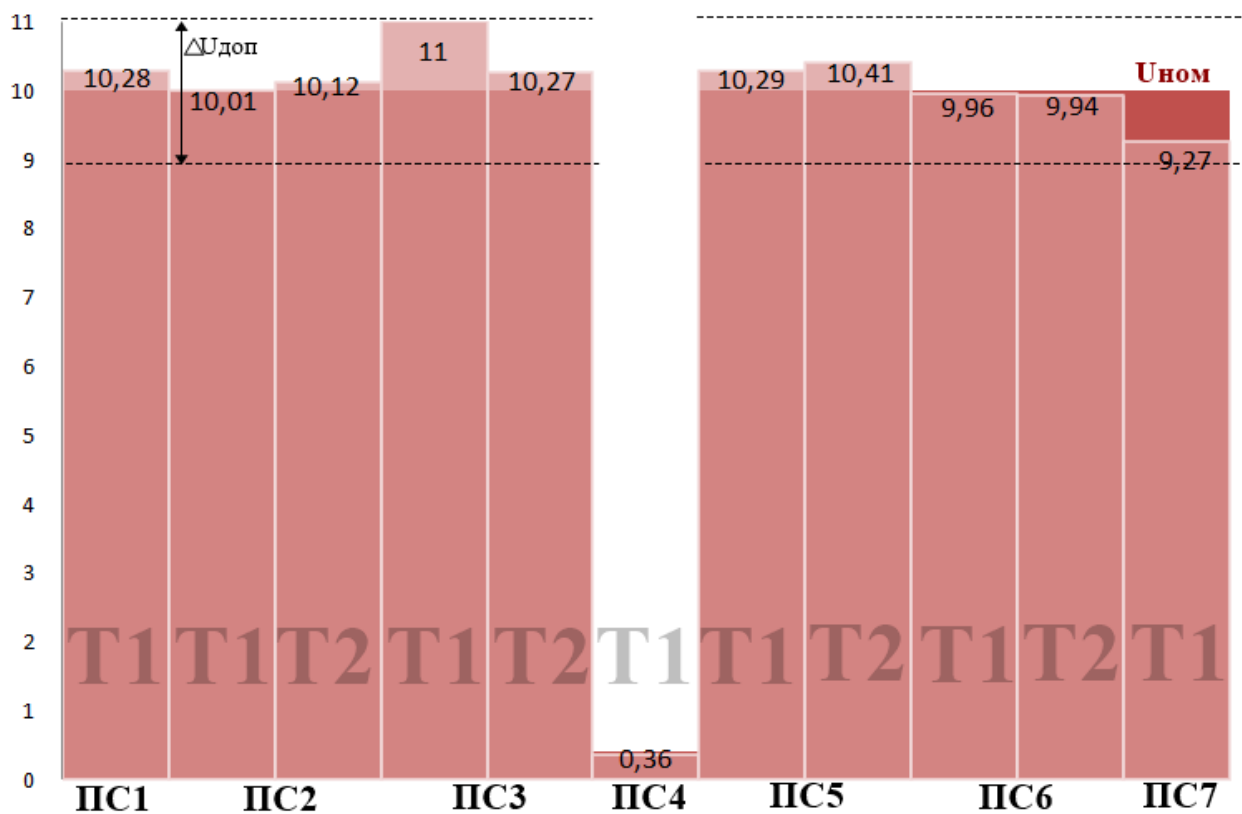


Рисунок 4.5 – Напряжения на шинах НН при использовании компенсирующих устройств, найденных по критерию минимальных потерь

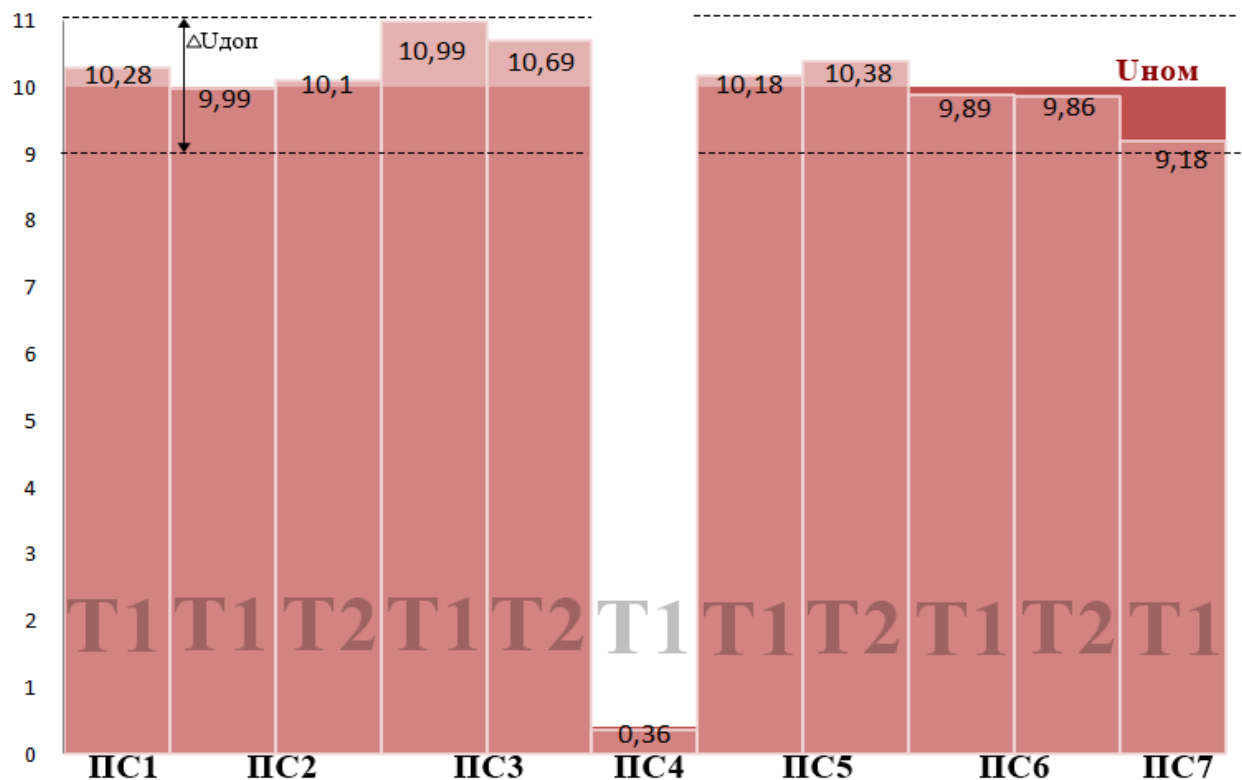


Рисунок 4.6 – Напряжения на шинах НН при использовании компенсирующих устройств, найденных по комплексному критерию

Из диаграмм, изображенных на рисунках 4.5 и 4.6 видно, что использование устройств компенсации с мощностями, полученными в результате расчета по критерию наименьших суммарных потерь напряжения, а также по комплексному критерию дают приблизительно одинаковый эффект, позволяющий в полной мере обеспечить необходимый уровень напряжения на шинах потребителя. Но тем не менее, комплексный критерий позволяет минимизировать как суммарные затраты на установку и компенсацию, так и суммарные потери в сети, поэтому является наиболее рациональным. Кроме того, комплексный критерий позволяет задавать различную значимость для каждого из критериев, и тем самым подбирать для каждого случая наиболее оптимальные мощности и места установки компенсирующих устройств.

Все три варианта решения удовлетворяют техническим ограничениям. А именно: ток в линиях после установки компенсирующих устройств не превышает допустимый, ни один из трансформаторов не перегружен более, чем а 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, позволяющая проследить потоки мощности в каждой линии, напряжения в любой точке сети, а так же многие другие интересующие нас параметры. При этом выяснилось, что при отключении линии *****(1)** для обеспечения необходимого уровня напряжения достаточно повысить коэффициенты трансформации при помощи РПН, в случае, когда обрывается линия Т-69/71 диапазона РПН не достаточно для поднятия напряжения до допустимого уровня. Поэтому были рассмотрены вопросы компенсации реактивной мощности и решен вопрос поиска оптимального места расположения компенсирующих устройств и их мощности. Для решения данной задачи был использован градиентный метод, реализованный с помощью программы Microsoft Excel.

Для поиска решения были рассмотрены следующие критерии:

- а) минимум приведенных суммарных затрат;
- б) минимум суммарных потерь напряжения в сети;
- в) комплексный критерий на основе первых двух с учетом коэффициента значимости для каждого из учитываемых критериев.

Для каждого случая были определены оптимальные места установок и мощности компенсирующих устройств. Эффективность мероприятий была подтверждена с помощью моделирования.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Беляевский, Р. В. Вопросы компенсации реактивной мощности [Текст]: учебное пособие / Р. В. Беляевский. – Кемерово: КузГТУ, 2011 – 132 с.
2. Василенко, Н. Е. Оптимизация электрической сети по реактивной мощности / Н. Е. Василенко, В. В. Плотников // Потенциал современной науки, 2016. - №4. С. 23-31.
3. Высоковольтные конденсаторные установки 6,3 - 10,5 кВ [Электронный ресурс]: Электротехнический завод «СлавЭнерго». – Режим доступа: http://slavenergo.ru/kondensatornaja_ustanovka_visokovoltnaja
4. Выпускная квалификационная работа: методические указания / сост. Н.В. Дулесова; Сиб. федер. ун-т; ХТИ – филиал СФУ. – Абакан: Ред.-изд. сектор ХТИ – филиала СФУ, 2017. – 40 с.
5. ГОСТ 2.316–2008 Единая система конструкторской документации. Правила нанесения надписей, технических требований и таблиц на графических документах. Общие положения. – Взамен ГОСТ 2.316–68 ; введ. 01.07.2009. – Москва.: Стандартинформ, 2009. – 12 с.
6. Готман, В. И. Критерии оценки экономической эффективности компенсации реактивной мощности в электроснабжении / В. И. Готман // Электричество, 2009. - №12. С. 13-18.
7. 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.
8. 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.

9. Дьяконов, В. А. Mathcad [Текст]: учебный курс / В. А. Дьяконов – СПб.: Питер, 2009. – 592 с.
10. Ефременко, В. М. Стоимостные показатели комплектных конденсаторных установок / В. М. Ефременко, Р. В. Беляевский // Вестник Кузбасского государственного технического университета, 2010. - №1. С. 104-107.
11. Железко, Ю. С. Компенсация реактивной мощности и повышение качества электроэнергии [Текст] / Ю. С. Железко. – М. : Энергоатомиздат, 1985. – 224 с.
12. 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.
13. Костин, В.Н. Оптимизационные задачи электроэнергетики [Текст]: учебное пособие / В. Н. Костин. – СПб.: Северо-Западный заочный технический университет, 2003. – 121 с.
14. Лоскутов, А. Б. Многоцелевая оптимизация компенсации реактивной мощности в электрических сетях / А. Б. Лоскутов, О. И. Еремин // Промышленная энергетика, 2014. - №6. С. 39-41.
15. Лыкин, А. В. Электрические системы и сети [Текст]: учебное пособие / А. В. Лыкин. – Новосибирск: НГТУ, 2002. – 248 с.
16. Правила устройства электроустановок [Текст]. – 7-ое изд., перераб. и доп., с изм. – Екатеринбург: ООО «Модуль», 2013 . – 672 с.
17. Портал по энергосбережению [Электронный ресурс]: Энергосовет. – Режим доступа: <http://www.energsovet.ru/>
18. Программный комплекс RastrWin [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.rastrwin.ru/>
19. 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.

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

21. СТО 4.2–07–2014 Система менеджмента качества. Общие требования к построению, изложению и оформлению документов учебной и научной деятельности. – Взамен СТО 4.2–07–2012, введ. 09.07.2014. – Красноярск.: ИПК СФУ, 2014. – 60 с.

22. 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.

23. Указ Президента РФ от 04.06.2008 № 889 «О некоторых мерах по повышению энергетической и экологической эффективности российской экономики» // Собрание законодательства РФ. 09.06.2008. № 23. Ст. 2672.

24. Федеральный закон от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» // Собрание законодательства РФ. 30.11.2009. № 48. Ст. 5711.

25. 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.

26. 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.

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

Отпечатано в одном экземпляре.

Библиография 26 наименований.

« _____ » _____ 20____ г.
(дата)

(подпись)

(ФИО)