МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество

АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

кафедра Электрические станции сети и системы

«Допущен к защите»
Заведующий кафедрой _____
к.т.н. доцент Тлебетцулов Е.К.
(Ф.И.О., ученая степень, звание)
_____ «____» _____ **20 16 г.**
(подпись)

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: Регулирование напряжение в сетях 6-10кВ АО АЖК

Специальность 5В071800 "Электроэнергетика"

Выполнил (а) Муканошева Д.К. ЭСС-12-2
(Фамилия и инициалы) группа

Научный руководитель д.т.н. проф. Соколов С.Е.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Консультанты:
по экономической части:
к.т.н. доцент Валиева Л.Ш.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «09» июня 20 16 г.
(подпись)

по безопасности жизнедеятельности:
д.т.н. профессор Дюсебаев М.К.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «06» июня 20 16 г.
(подпись)

Нормоконтролер: ст.пр. Соколова Ч.С.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «11» 06 20 16 г.
(подпись)

Рецензент: Главный специалист АО "АЖК" Умаралиев А.Т.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «14» 06 20 16 г.
(подпись)

Алматы 2016 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество

АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

Факультет Электроэнергетический
Специальность 5В071800 "Электроэнергетика"
Кафедра Электрические станции сети и системы

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Студент Куанышева Динара Куанышевна
(фамилия, имя, отчество)

Тема проекта Регулирование напряжение в сетях 6-10кВ АО АЖК

утверждена приказом ректора № 148 от «19» октября 2015 г.
Срок сдачи законченной работы «14» 06 2016 г.
Исходные данные к проекту требуемые параметры результатов проектирования (исследования) и исходные данные объекта
Схема регулирования напряжение трансформатора с РПН
Принципиальная схема питания ПС 52
Схема размещения Ф-г ПС 52
Схема размещения КУ по ТП

Перечень подлежащих разработке дипломного проекта вопросов или краткое содержание дипломного проекта:
1. Средства и способы регулирование напряжение в электрических сетей
2. Анализ структура электрических сетей и средств регулирование в РЭС 6
3. Регулирование напряжение в распределительной сети на фидере 2 от ПС 52 с использованием РПН и устройств компенсации реактивной мощности
4. Безопасность жизнедеятельности
5. Экономическая часть
6. Сдача работы в учебную часть

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

Схема регулирования напряжения трансформатора с РПН (для одной фазы)
Принципиальная схема одной трехфазной секции конденсаторной установки
Принципиальная схема питания ПС 52
Схема размещения Ф-2 ПС 52
Схема размещения КУ по ТП
Схема потокораспределения электрической сети 10 кВ Ф-2

Рекомендуемая основная литература

1. Программа развития электроэнергетики до 2030 года
2. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. М. Энергоатомиздат. 1989
3. Рокотян С.С., Шапиро И.М. Справочник по проектированию электроэнергетических систем. 3-е изд.

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
БЖД	Бекмурзаева И.С	02.02-26.05.16	
Экономическая часть	Валиева Л.И	29.02-30.05.16	

ГРАФИК
подготовки дипломного проекта

№ п/п	Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления руководителю	Примечание
1.	Средства и способы регулирования напряжения в электрических сетей.	19.10.2015	
2.	Анализ структуры электрических сетей и средств регулирования в РЭС 6	21.10.2015	
3.	Регулирование напряжения в распределительной сети на фидере 2 от ПС 52 с использованием РПН и устройств компенсации реактивной мощности	25.01.2016	
4	Безопасность жизнедеятельности	18.03.2016	
5.	Экономическая часть	20.05.2016	
6.	Сдача работы в учебную часть.	30.05.2016.	

Дата выдачи задания «19» 10 2015 г.

Заведующий кафедрой _____ Умбеткулов Е.К
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Руководитель _____ Соколов С.Е.
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Задание принял к исполнению
студент _____ Исаметова Д.К
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Аннотация

В данной дипломной работе рассмотренные вопросы регулирования напряжения в распределительных сетях РЭС 6 АО «АЖК». Проведены расчеты по отклонению напряжения, сделаны выводы о целесообразности применения устройств РПН в распределительных сетях, выполнены разделы БЖД ,и кономической части.

Аңдатпа

Осы жұмыстаАҚ «АЖК» таратушы желілерінде АКШ қондырғыларының ерекшеліктері қарастырылған. Жұмыста кернеу ауытқуына есептеу жасалған,сондай-ақ, белсенді-бейімдік бар энергетикасы жүйесінің құрамына одан әрі ықпалдасу мақсатында АКШ қондырғыларының алгоритмід іжақсартуқа жеттілігі ұсыныстармен қорытындылар жасалған.

Annotation

In this thesis work discussed questions voltage regulation in distribution networks RES 6 JSC «AZhK». Calculations for voltage deviation , conclusions about the appropriateness of tap-changers in distribution networks , made sections BC , the Economic and parts.

Введение

В данной дипломной работе рассматриваются вопросы регулирования напряжения в электрических сетей 6-10 кВ АО АЖК.
Исходными данными к выполнению дипломного проекта явились электрическая схема сети 10 кВ РЭС-6 АО АЖК, графики сезонных нагрузок, установленная и располагаемая мощность станций, уровни нагрузок основной ПС, структура потерь электроэнергии за отчетный 2015 год.

В основной части дипломного проекта были проведены расчеты установившихся режимов для характерных суток летнего и зимнего сезонов с цепью определения максимальных и минимальных потерь электроэнергии, расчеты оптимизации по напряжению и реактивной мощности, приводятся основные сведения по электрическим сетям АО АЖК, структура потерь, структурно-балансовая модель электропотребления и расчеты технических потерь по данным 2015 года. Выполнены расчеты по определению технических потерь в электрических сетях. Расчеты по оптимизации режима проведены с использованием программы РАСТР. В разделе экономики выполнен расчет затрат на услуги по передачи электроэнергии. Экономический эффект определен на основе расчета суммарного дохода компании от экономии электроэнергии при снижении потерь.

На основе проведенных расчетов определяется эффективность регулирования напряжения с помощью трансформаторов с РПН и установки КУ на ТП с целью снижения потерь мощности и потерь электроэнергии в электрических сетях АО АЖК.

1 Средства и способы регулирования напряжения в электрических сетей

1.1 Постановка задачи дипломной работы

В дипломном проекте рассматриваются вопросы оптимального регулирования напряжения, с использованием установки компенсирующих устройств в электрических сетях 10 кВ РЭС-6 АО «АЖК».

Задачи данной работы включают:

Составление схемы замещения электрических сетей 10 кВ АО «АЖК»;

Подготовка информации по электрическим сетям для ввода в комплекс Rastr;

Расчет нагрузок для режима зимнего максимума и летнего минимума;

Выполнение расчетов установившихся режимов на программе Rastr;

Анализ режима напряжения по сети и определения места размещения компенсирующих устройств;

Выполнение расчетов с учетом ввода КУ при помощи блока оптимизации по программе Rastr;;

Сравнение результатов расчета с учетом КУ и без учета КУ;

В дипломном проекте рассматриваются вопросы оптимального регулирования напряжения, с использованием установки компенсирующих устройств в электрических сетях 10 кВ РЭС-6 АО «АЖК».

1.2 Основные требования к качеству электроэнергии и регулированию напряжения в электрических сетях

Для электрических сетей следует предусматривать технические мероприятия по обеспечению качества электрической энергии в соответствии с ГОСТ 13109-97.

Устройства регулирования напряжения должны обеспечивать поддержание напряжения на шинах 3-20 кВ электростанций и подстанций, к которым присоединены распределительные сети, в пределах не ниже 105% номинального в период наибольших нагрузок и не выше 100% номинального в период наименьших нагрузок этих сетей. Отклонения от указанных уровней напряжения должны быть обоснованы.

При регулировании напряжения в электрических сетях должны быть обеспечены:

- соответствие показателей напряжения требованиям государственного стандарта;

- соответствие уровня напряжения значениям, допустимым для оборудования электрических станций и сетей с учетом допустимых эксплуатационных повышений напряжения промышленной частоты на электрооборудовании (в соответствии данными заводов-изготовителей и циркуляров);

- необходимый запас устойчивости энергосистем;

- минимум потерь электроэнергии в электрических сетях энергосистем.

Как напряжение влияет на работу электрической сети и надежность электроснабжения потребителя.

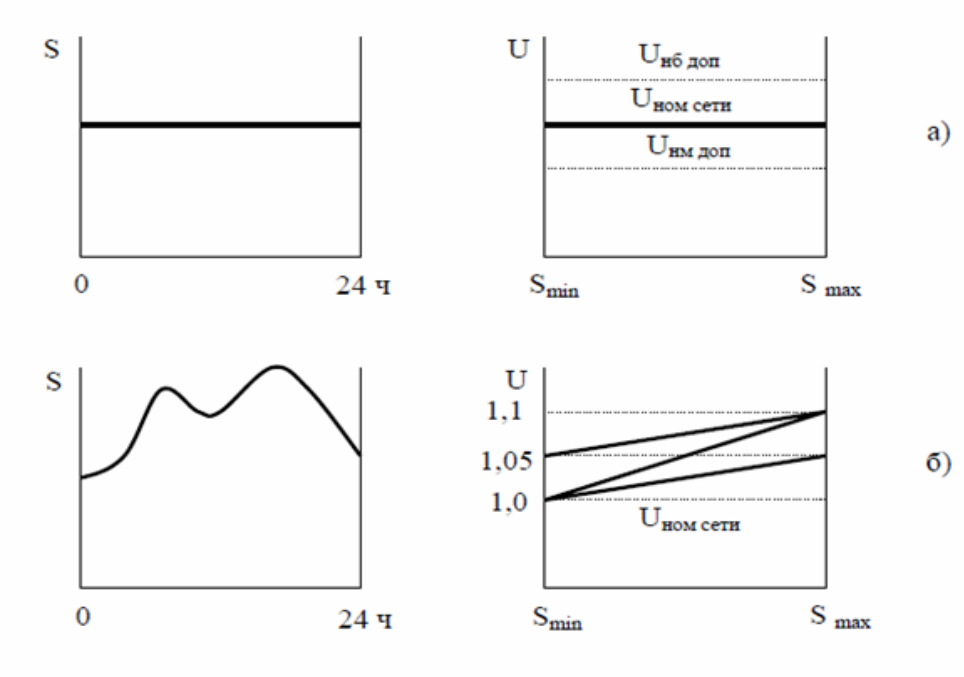
Напряжение — важнейший показатель режима электроэнергетической системы (ЭЭС), непосредственно влияющий на качество электрической энергии, надежность электроснабжения потребителей и экономичность работы ЭЭС.

Требования к качеству электрической энергии состоят в том, что нормируется ряд показателей режима напряжений, характеризующих; его изменения при работе ЭЭС. С этими показателями можно подробно ознакомиться в ГОСТ 13109-97. Требования к качеству напряжения устанавливаются для точек сети, к которым присоединяются потребители электрической энергии. Нормы на показатели качества режима напряжений достаточно жесткие. Так, важным показателем является отклонение напряжения, определяемое (%) как разность между фактическим и номинальным напряжением, отнесенная к последнему. Учет надежности при рассмотрении режима напряжений состоит в том, что как в нормальных, так и в особенности в аварийных и послеаварийных режимах напряжения в любых точках сети ЭЭС не должны превышать или быть ниже определенных допустимых значений.

Нагрузка большинства потребителей непрерывно изменяется в течение суток и года. Изменение нагрузки приводит к изменению потерь напряжения в сетях и отклонению напряжения у приемников электрической энергии. Изменение напряжения относительно номинального значения Uном оказывает неблагоприятное влияние на режимы работы, производительность и технико-экономические показатели всех элементов электрической системы.

Принципы и средства регулирования напряжения.

Режимы напряжения выбирают в зависимости от характера подключенных к сети потребителей и их удаленности от центра питания. Принципиально возможны два режима: а) стабилизация (рисунок 1.1 а); б) встречное регулирование (рисунок 1.1 б);



а) стабилизация; б) встречное регулирование

Рисунок 1.1 - Режимы регулирования напряжения

Стабилизацию напряжения применяют, когда к центру питания подключены промышленные предприятия с 3-х сменным характером работы, имеющие ровный график нагрузки, Тм ≥ 5500-6000ч. Закон встречного регулирования применяют для смешанной нагрузки, коммунально-бытовой и 1-2-х сменных предприятий, Тм< 5500ч, причем, чем
меньше Тм, тем более глубокое требуется регулирование. Для поддержания необходимого режима напряжения в электрических системах используются следующие принципы регулирования напряжения:

- централизованное регулирование, когда воздействие оказывается на большое количество узлов сети. Такое регулирование осуществляется генераторами и трансформаторами электростанций, трансформаторами крупных системных и районных подстанций, синхронными компенсаторами;
- местное регулирование используется в связи с тем, что централизованного регулирования оказывается недостаточно для поддержания напряжения в требуемом диапазоне во всех узлах. Такое регулирование осуществляется трансформаторами понижающих подстанций и батареями статических конденсаторов;
- смешанное регулирование, использующее оба принципа.

1.3 Регулирование напряжения с помощью трансформаторов

Трансформаторы, применяемые в энергосистемах, можно условно разделить на четыре группы.

1. Трансформаторы без регулирования под нагрузкой (переключаемые без возбуждения — ПБВ) в настоящее время изготовляют с основным и четырьмя дополнительными ответвлениями. Основное ответвление имеет напряжение, равное номинальному напряжению сети, к которой присоединяется трансформатор. Коэффициент трансформации трансформатора на основном ответвлении называется номинальным. При использовании четырех дополнительных ответвлений коэффициент трансформации соответственно отличается от номинального на +5, +2,5, -2,5 и -5 %. Кроме этого существуют трансформаторы с переключающим устройством барабанного типа с шестью ответвлениями в середине обмотки, также позволяющие повышать или понижать напряжение на 2,5 или 5 %.
Ранее изготовлялись трансформаторы с ПБВ с двумя дополнительными ответвлениями ±5 %. Чтобы переключить регулировочное ответвление в трансформаторе с ПБВ, требуется отключить его от сети. Такие переключения производятся редко, только при сезонном изменении нагрузки. Поэтому в режиме наибольших и наименьших нагрузок в течение суток трансформатор с ПБВ работает на одном регулировочном ответвлении. Такие трансформаторы не позволяют обеспечить требования закона встречного регулирования.

2. Трансформаторы с регулированием напряжения под нагрузкой (трансформаторы с РПН) отличаются от трансформаторов с ПБВ наличием специального переключающего устройства, а также увеличенным числом ступеней регулировочных ответвлений и диапазоном регулирования. Например, для трансформаторов с номинальным напряжением основного ответвления высокого напряжения на 115 кВ предусматриваются диапазоны регулирования ±16% при 18 ступенях регулирования по 1,78 % каждая. С помощью РПН можно переключать ответвления и коэффициент трансформации под нагрузкой, а значит, обеспечить встречное регулирование в течение суток.

3. Линейные регуляторы, или последовательные трансформаторы, применяются для регулирования напряжения в отдельных линиях и в обмотке низкого напряжения автотрансформаторов. Они устанавливаются в уже существующих сетях, где расположены трансформаторы без регулирования под нагрузкой. Линейные регуляторы обычно изготовляются следующих серий: трехфазные мощностью 400-630 кВА с РПН ±10 %, числом ступеней ±6 на напряжение 6-35 кВ; трехфазные мощностью 1600-6300 кВА с РПН ±10 %, числом ступеней ±8 на 6-10 кВ; трехфазные мощностью 16-100 МВА с РПН ±15%, на 6,3-36,75 кВ; трехфазные мощностью 63 и 125МВА с РПН ±15 %, на 110 кВ.

4. Автотрансформаторы связи сетей различных номинальных напряжений выпускаются с РПН, встроенным на линейном конце обмотки среднего напряжения. Ранее для автотрансформаторов устройство РПН выполнялось встроенным в нейтраль. При этом изменение коэффициентов трансформации между обмотками высокого и среднего напряжений и обмотками высокого и низкого напряжений нельзя было производить

независимо друг от друга и нельзя было осуществлять встречное регулирование одновременно на среднем и низшем напряжениях. В настоящее время с помощью РПН, встроенного на линейном конце обмотки среднего напряжения, можно изменять под нагрузкой коэффициент трансформации только для обмоток высокого и среднего напряжении.

Если требуется одновременно изменить под нагрузкой коэффициент трансформации между обмотками высокого и низкого напряжений, то необходимо установить дополнительно линейный регулятор последовательно с обмоткой низкого напряжения автотрансформатора. Экономически такое решение оказывается более целесообразным, чем изготовление автотрансформаторов с двумя встроенными устройствами РПН.

Для обеспечения требуемого КЭ в сети устройства РПН должны переключаться автоматически. К автоматическим регуляторам напряжения АРН трансформаторов предъявляются высокие требования. Они должны работать устойчиво, быть достаточно чувствительными и в то же время не реагировать на кратковременные отклонения напряжения при коротких замыканиях, пусках мощных двигателей и т.п., обладать легко регулируемыми и стабильными температурными характеристиками и т.д.

Трансформаторы и автотрансформаторы с РПН и управляющие ими регуляторы напряжения характеризуются следующими величинами; значением напряжения ступени регулирования, зоной нечувствительности, точностью регулирования и выдержкой времени. Напряжением ступени регулирования Uст называется напряжение между двумя соседними ответвлениями, оно выражается в процентах от номинального напряжения обмотки, имеющей регулировочные ответвления. Например, в силовых трансформаторах напряжением 110 кВ с РПН ступень регулирования составляет 1,78 %.

Зоной нечувствительности называют некоторый диапазон изменения напряжения сети, в котором не происходит переключения ответвлений. Ширина зоны нечувствительности определяет точность регулирования и должна быть больше ступени регулирования на 0,2— 0,5 %. В противном случае это приведет к неустойчивой работе РПН. Выдержка времени в регуляторах РПН служит для предотвращения их срабатывания при кратковременных отклонениях напряжения от заданного значения. При увеличении выдержки времени значительно уменьшается общее количество переключений, однако снижается качество регулирования. При уменьшении выдержки времени точность регулирования повышается, но при этом увеличиваются частота переключений и их общее число, что ухудшает условия работы переключающего устройства. Опыт эксплуатации показывает, что переключающие устройства могут работать нормально в течение длительного времени, если число срабатываний не превышает 20—30 в течение суток.

Для обеспечения централизованного суточного регулирования напряжения на подстанциях, питающих распределительные сети,

устанавливают трансформаторы с РПН, переключение ответвлений у которых производится без перерыва электроснабжения потребителей. Трансформаторы снабжаются аппаратурой автоматического регулирования — регуляторами напряжения, которые входят в комплектную поставку.

Встроенные регулировочные устройства в трансформаторах напряжением 35—330 кВ размещаются в нейтрали обмоток ВН. Диапазон регулирования напряжения ± 12% или ±16% номинального напряжения, ступенями по 1,5 или 1,78%. Трехобмоточные трансформаторы 110 и 220 кВ изготовляются с РПН только на обмотке ВН, а обмотка СН имеет ответвления для изменения коэффициента трансформации ±2 - 2,5%, переключаемые без возбуждения трансформатора (ПБВ

В качестве примера на рис. 10-1 приведена схема регулирования напряжения для трансформатора 110 кВ с диапазоном регулирования ±16% номинального напряжения.

Обмотка ВН трансформатора состоит из нерегулируемой части обмотки Ab, ступени грубой регулировки bc и регулировочной обмотки de из *9* ступеней. Каждая ступень регулировочной обмотки содержит *1,78%* витков общего числа витков обмотки Ac. Ступень грубого регулирования по числу витков равноценна регулировочной обмотке

В положении, изображенном на схеме (рис. 10-1), трансформатор работает на втором ответвлении, т е. с высоким коэффициентом трансформации: кроме нерегулируемой части обмотки, включены ступень грубой регулировки и 8 ступеней регулировочной обмотки. Избиратель нечетных ступеней находится в положении *1,* током не обтекается и готов к переходу на новую ступень. При получении команды снизить коэффициент трансформации (движение избирателей по стрелкам) избиратель начинает переход со ступени *1* на ступень *3.* Одновременно контактор получает импульс на подготовку к переключению с $К_2$ на $К_1$, аккумулируя энергию в пружине. После перехода избирателя в положение 3 пружина почти мгновенно (?0,15 с) перебрасывает контактор с $К_2$ на $К_1$. Ток нагрузки в процессе переключения контактора проходит через активное сопротивление R_2, а витки 2—3 регулируемой обмотки замыкаются через $R_2 + R_1$.
В новом положении избиратель четных ступеней без тока и готов к переходу на другую ступень, а контактор к переходу на $К_2$.

При дальнейшем снижении коэффициента трансформации процесс протекает аналогично описанному, пока избиратели не достигнут положений 9 и 10. В этом состоянии трансформатор будет работать с основным коэффициентом трансформации (т.е. на ответвлении ± 0%). Затем в процессе дальнейшего снижения коэффициента трансформации избиратель нечетных ступеней с 9 перейдет в положение 1, контактор в положение $К_1$, а переключатель замкнет контакты 11—12. Ступень грубого регулирования из работы будет исключена, а вся регулировочная обмотка de будет подключена непосредственно к нерегулируемой части Ab. После этого следует новое прохождение каждого избирателя в означенном на рисунке направлении до

полного исключения из работы витков регулировочной обмотки (ответвление —16%).

При увеличении коэффициента трансформации переключения будут идти в обратном порядке.

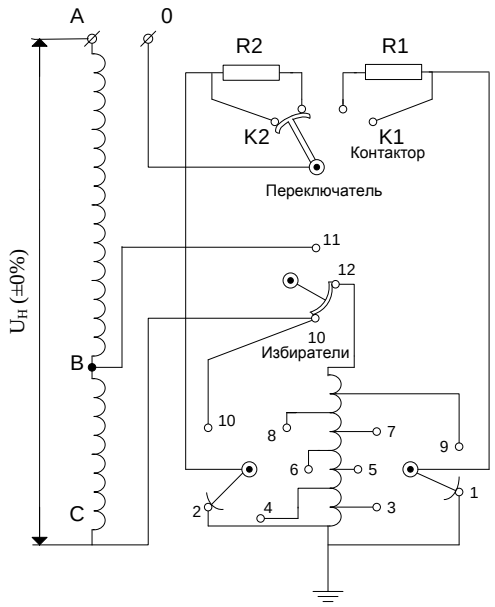
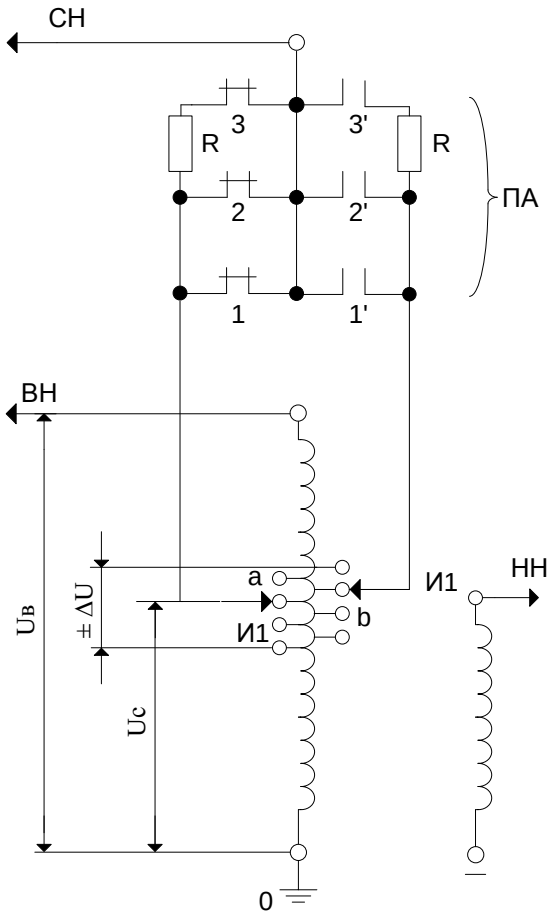


Рисунок 1.2 - Схема регулирования напряжения трансформатора с РПН (для одной фазы)

Трехобмоточные автотрансформаторы 220—330 кВ выпускаются со встроенными устройствами РПН для регулирования напряжения на стороне СН в линии. Диапазон регулирования ±12% ступенями не более 2% U_H.

На рисунке 1.2 приведена схема регулирования для одной фазы трехфазного автотрансформатора 330/110 кВ.

Переключение ответвлений происходит в следующем порядке. При переходе со ступени *a* на ступень *b* сначала размыкается рабочий контакт *1*, затем вспомогательный контакт *2* (ток нагрузки протекает через левое сопротивление R), далее замыкается дугогасительный контакт 3’, образуя мост (уравнительный ток протекает через оба сопротивления R и R'), и вслед за этим размыкается дугогасительный контакт 3, переводя ток нагрузки на правое плечо; после замыкаются последовательно контакты 2' и /', чем и создается новое рабочее положение. Переход с ответвления b на ответвление a происходит в аналогичном порядке.



ПА —переключатель ответвлений с активными сопротивлениями *R, R'; И1, И2* — избиратели ступеней.

Рисунок 1.3 - Схемы регулирования напряжения автотрансформаторов 220—330/110кВ

Изменение коэффициента трансформации между ВН и СН переключением ответвлений в линии СН не изменяет соотношения напряжений между обмотками ВН и НН. Поэтому автотрансформаторы такой конструкции имеют большие эксплуатационные преимущества перед автотрансформаторами с регулированием напряжения в нейтрали общей обмотки. В последнем случае, как известно, при переключении ответвлений происходит одновременное изменение числа витков обмоток ВН и СН, что приводит к изменению соотношения напряжений между обмотками ВН и НН: при увеличении напряжения на обмотке СН напряжение на обмотке НН уменьшается и, наоборот, при снижении напряжения обмотки СН напряжение обмотки НН увеличивается. Это приводит к невозможности присоединения нагрузки к обмотке НН без установки последовательно с ней линейного регулировочного автотрансформатора даже при совпадении графиков нагрузок на обмотках СН и НН.

Линейные регулировочные автотрансформаторы мощностью 16—100 МВ -А напряжением 6—35 кВ, а также 63—125 МВ-А 110 кВ

предназначаются для установки последовательно с нерегулируемыми обмотками трансформаторов, а также непосредственно в линиях электропередачи.

На рис. 1-3 дана схема одной фазы линейного трехфазного регулировочного автотрансформатора 10—35 кВ типа ЛТДН с реверсированием регулировочной обмотки. Диапазон регулирования линейных автотрансформаторов ±15% U_H.

От регулировочной автотрансформаторной обмотки *АТ* через Избиратели ступеней $И_1$ и $И_2$ питается обмотка возбуждения *В* последовательного трансформатора *ПТр*. В последовательной обмотке этого трансформатора, включенной в рассечку линии, наводится добавочная э д с , величина которой зависит от положения избирателей на регулировочной обмотке, а направление — от положения переключателя ее реверсирования *ПР*.

В положении, данном на рис. 1-3, отрегулированное напряжение выше подведенного. Ток, питающий обмотку возбуждения последовательного трансформатора, проходит через ветви реактора ***Р*** *в* противоположных направлениях, вследствие чего результирующий магнитный потока реакторе очень мал и его сопротивление незначительно.

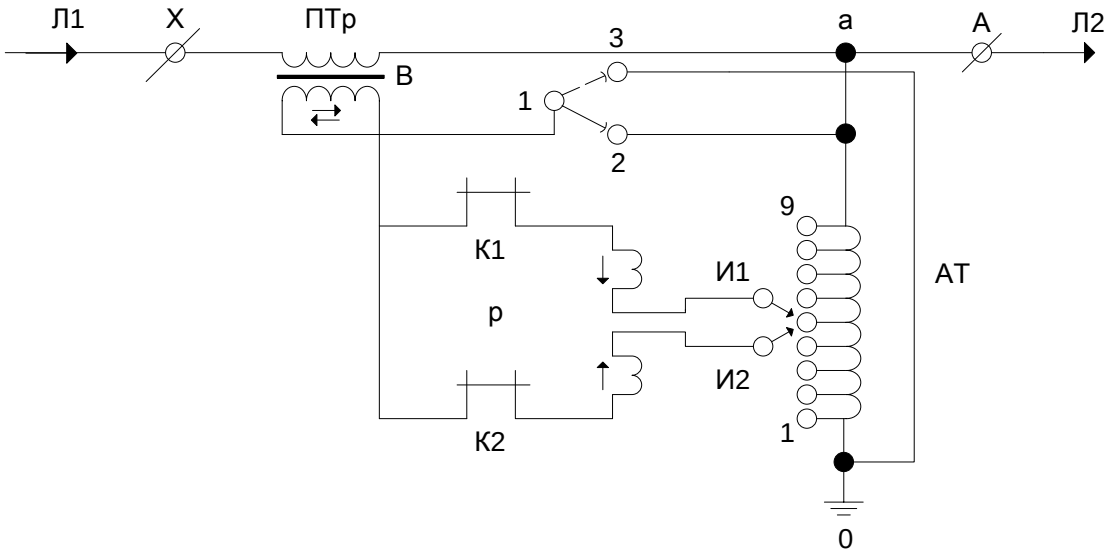


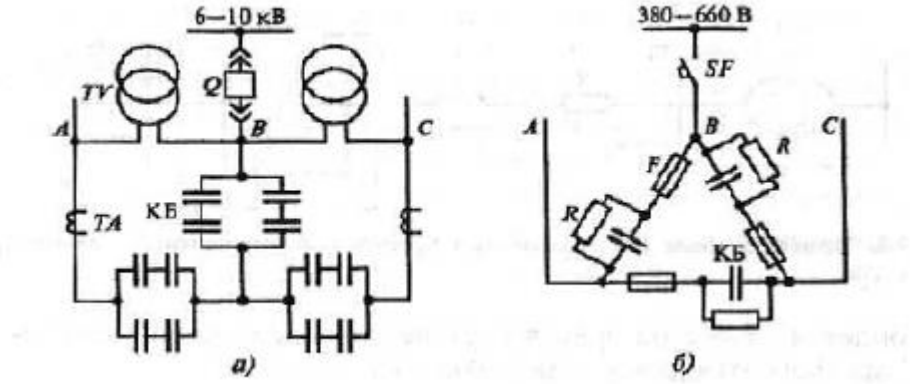
Рисунок 1.4 - Схема одной фазы линейного регулировочного автотрансформатора типа ЛТДН

При снижении напряжения в линии контактор $К_1$ кратковременно прерывает цепь избирателя $И_1$ и последний переходит на одну ступень в направлении контакта *9*. Вслед за этим аналогично происходит переход избирателя $И_2$ на тот же контакт. В процессе перехода избирателей обмотка возбуждения питается через одну ветвь реактора *Р*, а витки между соседними ступенями регулировочной обмотки замыкаются через последовательно включенные обе ветви реактора *Р*.

1.4 Компенсация реактивной мощности с помощью конденсаторных батареи

Конденсаторная батарея является простым и надежным статическим устройством. Конденсаторные батареи собирают из отдельных конденсаторов различной мощности от 10 до 100 квар и напряжением от 230 В до 10,5 кВ. Конденсаторы обладают хорошей перегрузочной способностью по току (до 30 % номинального) и напряжению (до 10 % номинального).

Конденсаторной батареей называют группу конденсаторов, соединенных между собой параллельно и (или) последовательно. Конденсаторная батарея, оборудованная коммутационной аппаратурой, средствами зашиты и управления, образует конденсаторную установку (КУ), принципиальная схема которой показана на рис. 1.2.



а —для сети напряжением 6—10 кВ; б — для сети напряжением 380 В

Рисунок 1.5 - Принципиальная схема одной трехфазной секции конденсаторной установки

Мощность QКБ, генерируемая КБ при ее заданной емкости С, пропорциональна квадрату приложенного напряжения и его частоте QКБ=U2ωС, Нерегулируемые КБ имеют отрицательный регулирующий эффект. Это значит, что мощность КБ снижается при уменьшении приложенного напряжения. Поэтому нерегулируемая КБ не может применяться для регулирования напряжения в схемах с поперечной компенсацией реактивной мощности (рис. 1.3). Этот недостаток преодолевают формированием КБ из нескольких секций, каждая из которых, управляемая регулятором напряжения и (или) реактивной мощности, подключается к сети через свой выключатель, наращивая таким образом емкость батареи. Это позволяет увеличить суммарную мощность КБ при снижении напряжения и поддержать баланс реактивной мощности в узле сети, а следовательно, и напряжение.

В схемах с продольной компенсацией (рис. 1.4.) мощность КБ изменяется пропорционально квадрату протекающего через нее тока

QКБ=I2/ωC. Такая КБ в устройствах продольной компенсации (УПК) включается в рассечку (последовательно) воздушной линии и увеличивает реактивную мощность при увеличении нагрузочного тока линии.

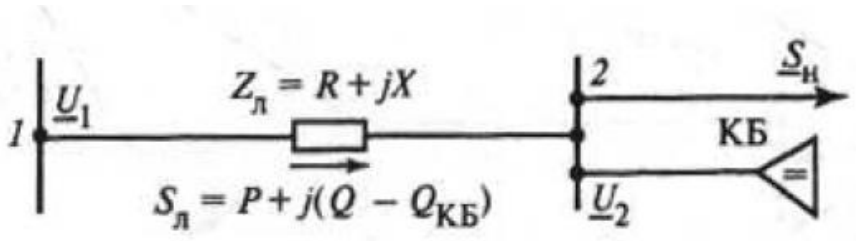


Рисунок 1.3 - Присоединение КБ к сети при поперечной компенсации реактивной мощности

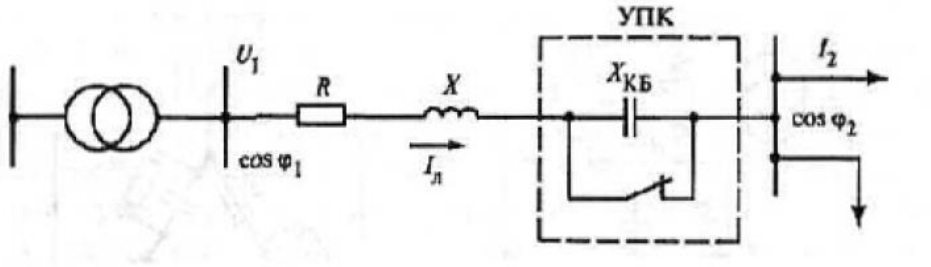


Рисунок 1.4 - Присоединение КБ к сети при продольной компенсации реактивной мощности

Конденсаторные батареи в составе конденсаторной установки и УПК применяются для регулирования напряжения.

Регулирование напряжения с помощью конденсаторной установки (при поперечной компенсации реактивной мощности) применяют в распределительных сетях напряжением 110 кВ и ниже.

Векторная диаграмма напряжений на концах линии (рис. 1.5) при включенной конденсаторной установке справедлива для любой ВЛ. Тогда напряжение в конце линии:

$$U_2 = [U_1 - \Delta U') + (\Delta U'')], \qquad (1.1)$$

где $\Delta U' = \dfrac{PR + (Q_н - Q_{КБ}) \cdot X}{U_2}$, - продольная;

$\Delta U'' = \dfrac{PX - (Q_н - Q_{КБ}) \cdot R}{U_2}$ - поперечная составляющие падения напряжения в компенсированной линии. В данном случае поперечной составляющей можно пренебречь из-за ее небольшого значения по сравнению с продольной.

Тогда

$$U_2 = U_1 - \frac{PR + (Q_н - Q_{КБ}) \cdot X}{U_2}. \qquad (1.2)$$

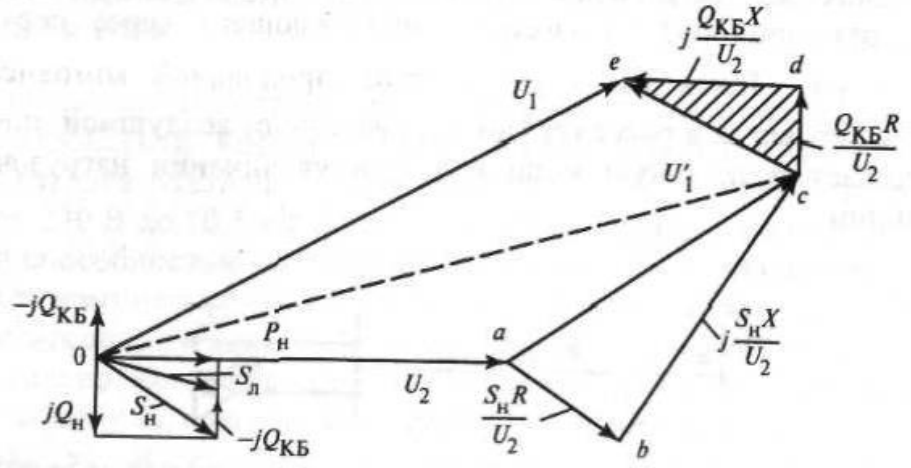


Рисунок 1.5 - Векторная диаграмма напряжений для схемы на рисунке 1.3

Конденсаторы способны только генерировать реактивную мощность. Поэтому, включая конденсаторную установку на приемном конце ВЛ, напряжение U_2 можно повысить, а отключая — понизить. Допустим, что это напряжение необходимо повысить до значения $U_{2доп}$, при котором оно стало бы допустимым. Этот эффект может быть достигнут снижением потери напряжения в ВЛ на $\Delta U_{доп}=U_{2доп}-U_2$ за счет компенсации реактивной мощности, протекающей по ней при включении КУ мощностью QКБ. Эффект от включения КУ на рис. 1.3 соответствует заштрихованному треугольнику cde.

Тогда с достаточной для практических расчетов точностью можно записать:

$$U_{2доп} - U_2 = \frac{QКБК}{U_{2доп}}, \qquad (1.3)$$

Отсюда подключаемая мощность КУ:

$$Q_{КБ} = \frac{U_{2доп} - U_2}{X} \cdot U_{2доп}. \qquad (1.4)$$

Мощность конденсаторных установок, которые должны быть установлены в сетях, и место их установки определяются специальными технико-экономическими расчетами с учетом баланса реактивной мощности в соответствующем узле электрической системы, потерь напряжения и

активной мощности в распределительных сетях. Поскольку конденсаторные установки оказывают влияние на режим напряжения сети, необходимо также использовать их для регулирования напряжения потребителя. При этом следует иметь в виду, что конденсаторные установки, устанавливаемые у потребителя в сетях напряжением 0,4 и 6—10 кВ, предназначены главным образом для снижения потерь активной мощности.

Регулирование напряжения с помощью УПК достигается путем изменения сопротивления воздушной линии. В электрических системах УПК устанавливаются в питающих сетях напряжением 220 кВ и выше, индуктивное сопротивление которых значительно превышает активное (см. рис. 2.9). Устройства продольной компенсации применяются в системах электроснабжения промышленных предприятий, где они устанавливаются, например, в коротких сетях мощных электротермических установок.

В любом случае эффект регулирования напряжения достигается за счет параметрического снижения потребляемой реактивной мощности на величину $Q_{КБ} = I^2 \cdot X_{КБ}$. При этом увеличение протекающего по КБ тока приводит и к увеличению генерируемой мощности КБ и снижению потери напряжения в питающей линии, так как

$$U_2 = U_1 - \frac{PR + Q \cdot (X - X_{КБ})}{U_2}. \qquad (1.5)$$

Преимущества использования конденсаторных установок, как средства для компенсации реактивной мощности:

- малые удельные потери активной мощности (собственные потери современных низковольтных косинусных конденсаторов не превышают 0,5 Вт на 1000 ВАр);
- отсутствие вращающихся частей;
- простой монтаж и эксплуатация (не нужно фундамента);
- относительно невысокие капиталовложения;
- возможность подбора любой необходимой мощности компенсации;
- возможность установки и подключения в любой точке электросети;
- отсутствие шума во время работы;
- небольшие эксплуатационные затраты.

В зависимости от подключения конденсаторной установки возможны следующие виды компенсации:

Индивидуальная или постоянная компенсация, при которой индуктивная реактивная мощность компенсируется непосредственно в месте её возникновения, что ведет к разгрузке подводящих проводов (для отдельных, работающих в продолжительном режиме потребителей с постоянной или относительно большой мощностью - асинхронные двигатели, трансформаторы, сварочные аппараты, разрядные лампы и т.д.).

Групповая компенсация, в которой аналогично индивидуальной компенсации для нескольких одновременно работающих индуктивных

потребителей подключается общий постоянный конденсатор (для находящихся вблизи друг от друга электродвигателей, групп разрядных ламп).

Здесь также разгружается подводящая линия, но только до распределения на отдельных потребителей.

Централизованная компенсация, при которой определенное число конденсаторов подключается к главному или групповому распределительному шкафу. Такую компенсацию применяют, обычно, в больших электрических системах с переменной нагрузкой. Управление такой конденсаторной установкой выполняет электронный регулятор - контроллер, который постоянно анализирует потребление реактивной мощности от сети. Такие регуляторы включают или отключают конденсаторы, с помощью которых компенсируется мгновенная реактивная мощность общей нагрузки и, таким образом, уменьшается суммарная мощность, потребляемая от сети.



Рисунок 1.6 - Виды установки компенсации реактивной мощности

Установка компенсации реактивной мощности состоит из определенного числа конденсаторных ветвей, которые в своём построении и ступенях подбираются исходя из особенностей каждой конкретной электросети и её потребителей реактивной мощности.

Больше других распространены ветви в 5 кВАр, 7,5 кВАр, 10 кВАр 12,5 кВАр, 20 кВАр, 25 кВАр, 30 кВАр, 50 кВАр. Более крупные ступени включения, например, в 100 кВАр или ещё больше, достигаются соединением нескольких малых ветвей. Таким образом, снижается нагрузка на сеть, создаваемая токами включения и следовательно, уменьшаются образующиеся от этого помехи (например, импульсы тока). Если в напряжении электросети содержится большая доля высших гармоник, то конденсаторы, обычно, защищают дросселями (реакторами фильтрующего контура).

Применение автоматических установок компенсации реактивной мощности позволяет решить ряд проблем:

- снизить загрузку силовых трансформаторов (при снижении потребления реактивной мощности снижается потребление полной мощности);

- обеспечить питание нагрузки по кабелю с меньшим сечением (не допуская перегрева изоляции);

- за счет частичной токовой разгрузки силовых трансформаторов и питающих кабелей подключить дополнительную нагрузку;

- позволяет избежать глубокой просадки напряжения на линиях электроснабжения удаленных потребителей (водозаборные скважины, карьерные экскаваторы с электроприводом, стройплощадки и т. д.);

- максимально использовать мощность автономных дизель - генераторов (судовые электроустановки, электроснабжение геологических партий, стройплощадок, установок разведочного бурения и т. д.);

- облегчить пуск и работу двигателя (при индивидуальной компенсации);

- автоматически отслеживается изменение реактивной мощности нагрузки в компенсируемой сети и, в соответствии с заданным, корректируется значение коэффициента мощности - cosφ;

- исключается генерация реактивной мощности в сеть;

- исключается появление в сети перенапряжения, т.к. нет перекомпенсации,

Установки компенсации изготавливаются из отдельных, расположенных в металлических шкафах, силовых компенсационных модулей, конструкция которых обеспечивает взаимозаменяемость идентичных элементов установки.

Сборка и комплектация установок компенсации реактивной мощности производится на предприятии-изготовителе, а на месте их размещения - только монтаж и подключение к компенсируемой сети электроснабжения.

Установки компенсации реактивной мощности до 100 кВАр, обычно, выпускаются в настенном исполнении.

Размещать установки компенсации лучше всего вблизи распределительного щита, т.к. в этом случае упрощается их присоединение к электросети. При соблюдении требований ПУЭ комплектные установки компенсации реактивной мощности можно устанавливать непосредственно в производственных помещениях.

1.5 Способ встречного регулирования напряжения

Суть метода встречного регулирования заключается в изменении напряжения в зависимости от изменения графика нагрузки электроприемника. Согласно метода встречного регулирование напряжение на шинах низшего напряжения районных подстанций в период максимальной нагрузки должно поддерживаться на 5 % выше номинального напряжения питаемой сети. Эта цифра приведена в ПУЭ (Правила устройства электроустановок). Опыт эксплуатации показывает, что следует повышать напряжение на 10 %, если при этом отклонение напряжения у ближайших потребителей не превосходит допустимого значения. В период минимальной нагрузки ($P_{мин} \leq P_{макс}$) напряжение на шинах 6-10 кВ ПС понижается до номинального напряжения.

Встречное регулирование состоит в изменении напряжения в зависимости не только от суточных, но также и от сезонных изменений

нагрузки в течение года. Оно предполагает поддержание повышенного напряжения на шинах электрических станций и подстанций в период наибольшей нагрузки снижения напряжения до номинального в период наименьшей нагрузки.

Для реализации встречного закона измеряются и подаются на вход регулятора напряжение U (с трансформатора ТН) и ток нагрузки I (с трансформатора ТТ). В результате напряжение на шинах ЦП в максимальном режиме (днем) будет выше, чем в минимальном (ночью) (рисунок 1.7).

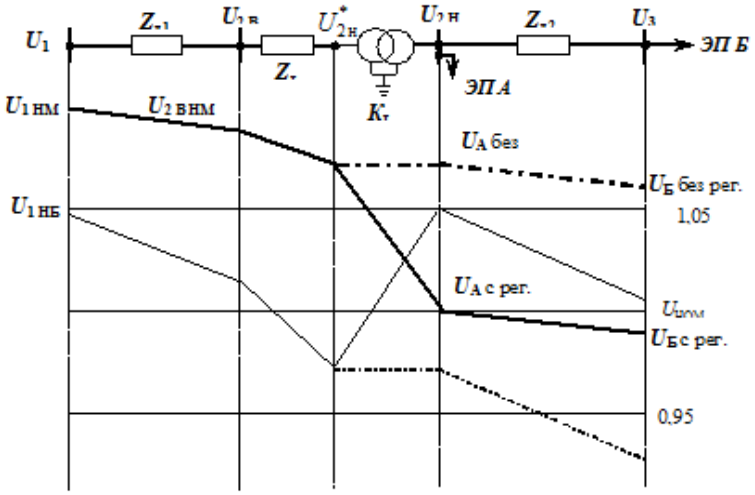


Рисунок 1.7 - Автоматическое регулирование напряжения в ЦП по встречному закону

По условиям встречного регулирования принимают $U_2^{жел}$нм ; $U_2^{жел}$нб.

$$U_{2нб}^{жел} = \geq (1{,}05 - 1{,}1) \cdot U_{ном.сети}. \quad (1.6)$$

для режима наименьших нагрузок:

$$U_{2нм}^{жел} \geq U_{ном.сети}. \quad (1.7)$$

По значениям $U_{в2н.нб}$ и $U_{в2н.нм}$ определяются желаемые ответвления регулируемой обмотки высшего напряжения трансформатора в режимах наибольших и наименьших нагрузок:

$$U_{отв.н.б} = U_{2н.нб}^{В} \frac{U_{НН}}{U_{2н.нб}^{жел}} \quad (1.8)$$

$$U_{отв.н.б} = U_{2н.нм}^{В} \frac{U_{НН}}{U_{2н.нб}^{жел}} \quad (1.9)$$

Желаемые ответвления округляются до таких ближайших стандартных значений $U_{СТ\ НБ}$, $U_{СТ\ НМ}$.

Реальные напряжения на шинах НН в режимах наибольших и наименьших нагрузок при выбранных $U_{СТ\ НБ}$, $U_{СТ\ НМ}$:

$$U_{2н.нб} = U^{В}_{2н.нб} \frac{U_{НН}}{U^{жел}_{2СТНБ}}, \quad (1.10)$$

$$U_{2н.нм} = U^{В}_{2н.нб} \frac{U_{НН}}{U^{жел}_{2СТНБ}}, \quad (1.11)$$

В режиме наименьших нагрузок уменьшается напряжение $U_{2н,}$ до величины близкой к $U_{ном.}$ В этом режиме должно выполняться условие:

$$U_{2н} \geq U_{ном}, \quad (1.12)$$

В режиме наибольших нагрузок увеличивают напряжение $U_{2в}$, до величины близкой к $1{,}05\text{-}1{,}1U_{ном}$. В этом режиме должно выполняться условие:

$$U_{2нб} \geq (1{,}05 \div 1{,}1)U_{ном},, \quad (1.13)$$

Использование данного способа позволяет ввести напряжение на зажимах удаленных и близлежащих потребителей в пределы, регламентируемые ГОСТом.Такой способ регулирования позволяет повышать или понижать напряжение соответственно в режиме наибольших и наименьших нагрузок.

2 Анализ структуры электрических сетей и средств регулирования в РЭС 6

2.1 Структура, схемы электрических соединений РЭС 6

РЭС – 6 был организован в 2010 году, В настоящее время РЭС-6 обслуживает Медеуский, Талгарский районы, а именно 2500 юридических абонентов и 53 000 физических абонентов.

На балансе РЭС-6 находится:

Трансформаторных подстанций в количестве - 444штук. Воздушных линий - 0,4кВ - 85.86км.

Кабельных линий - 0,4кВ - 396,808км Кабельных линий - 6-10кВ - 435,131км.

Приоритетные направления РЭС - 6 считает и использует обеспечение населения надежными услугами. В компании используется богатый опыт работы проверенный годами и общими усилиями, накопленный разными департаментами и подразделениями, что позволяет решать самые сложные задачи, РЭС - 6 всегда стремится к тому, чтобы ее деятельность гармонично сочеталась с окружающей средой и обществом, где она представлена проектами сокращение коммерческих и технических потерь в электрических сетях улучшение технических показателей работы основного оборудования подстанций соблюдение необходимых мер безопасности труда соблюдение правил охраны окружающей среды.

Обслуживает: физичесских и юридических лиц общим числом - 55500 абонентов. Имеет большой набор высококачественных технических средств, используемый в повседневном обслуживании оборудования. Имеет огромную базу спецтехники такие как краны, ямобуры, автоматические грузовые подъемники, передвижные лаборатории для испытания оборудования, тралы, бульдозеры.

Компания всегда старается подбодрить своих рабочих путем выдачи премий за хорошую и качественную плановую сдачу работы, одобряет и поддерживает новаторов и мобильных людей. Компания старается коллективом не пропускать общесственные мероприятия. Компания участвует в общих соревнованиях между другими сетевыми организациями и стремиться занять первые призовые места.

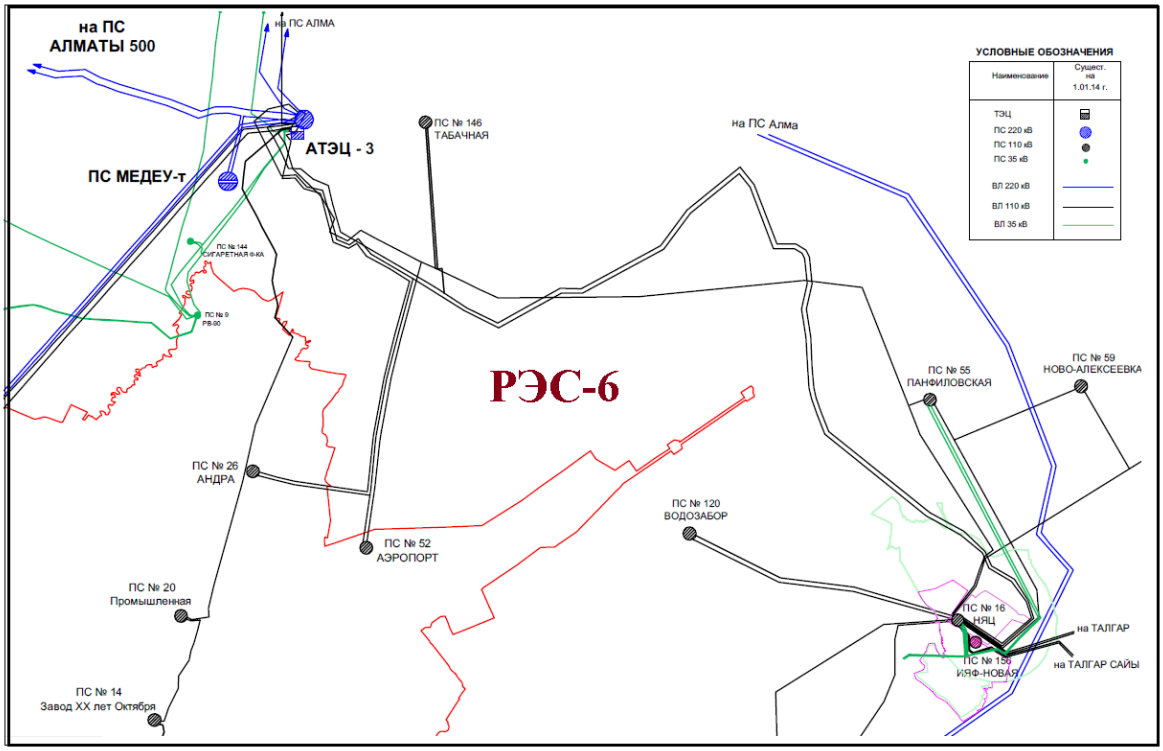


Рисунок 2.1 -

2.2 Регулирование напряжения в распределительной сети РЭС 6 с центра питания на ПС 52

Описание схемы выбранного объекта, нагрузки и их структура.

Подстанция 110 кВ №52 имеет двухстороннее питание, с одной стороны ТЭЦ-3, с другой ПС №16И НЯЦ, от них через понижающие подстанции приходят линии с напряжением 110 кВ на подстанцию № 52, на ввода силовых трансформаторов. Каждый трансформатор подключен к секциям. Трансформаторы не работают в параллели, но при отключении одного из трансформаторов, срабатывает межсекционный выключатель и обеспечение электроэнергией потребителей остается бесперебойным.

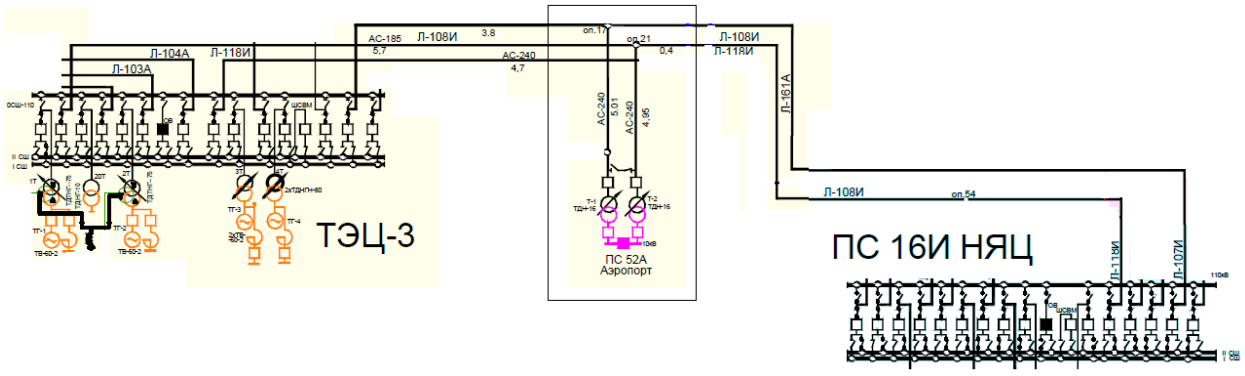


Рисунок 2.2 - Принципиальная схема питания ПС 52А

От секций подстанции № 52 отходят фидера, которые питают РП-110, РП-111, РП-112, РП-116. Рассмотрим отдельный фидер ПС №52.

Расчеты режимов электрической сети будет проводится для фидера под номером №2 (Рисунок 3). Фидер №2 имеет 9 трансформаторных подстанции, у которых основными потребителями электроэнергии являются коммунально-бытовые потребители и административные объекты, такие как магазины, школы, торговые здания и т.д

От фидера 2 отходят ТП-237, ТП-206, ТП-995, ТП-552, ТП-187, ТП-429, ТП-6110, ТП-430, ТП-431, ТП-1029. На этом фидере питаются жилые дома, магазины, автозаправки, развлекательные центры, торговые дома. Схема фидера №2 представлена на рисунке 3.1.

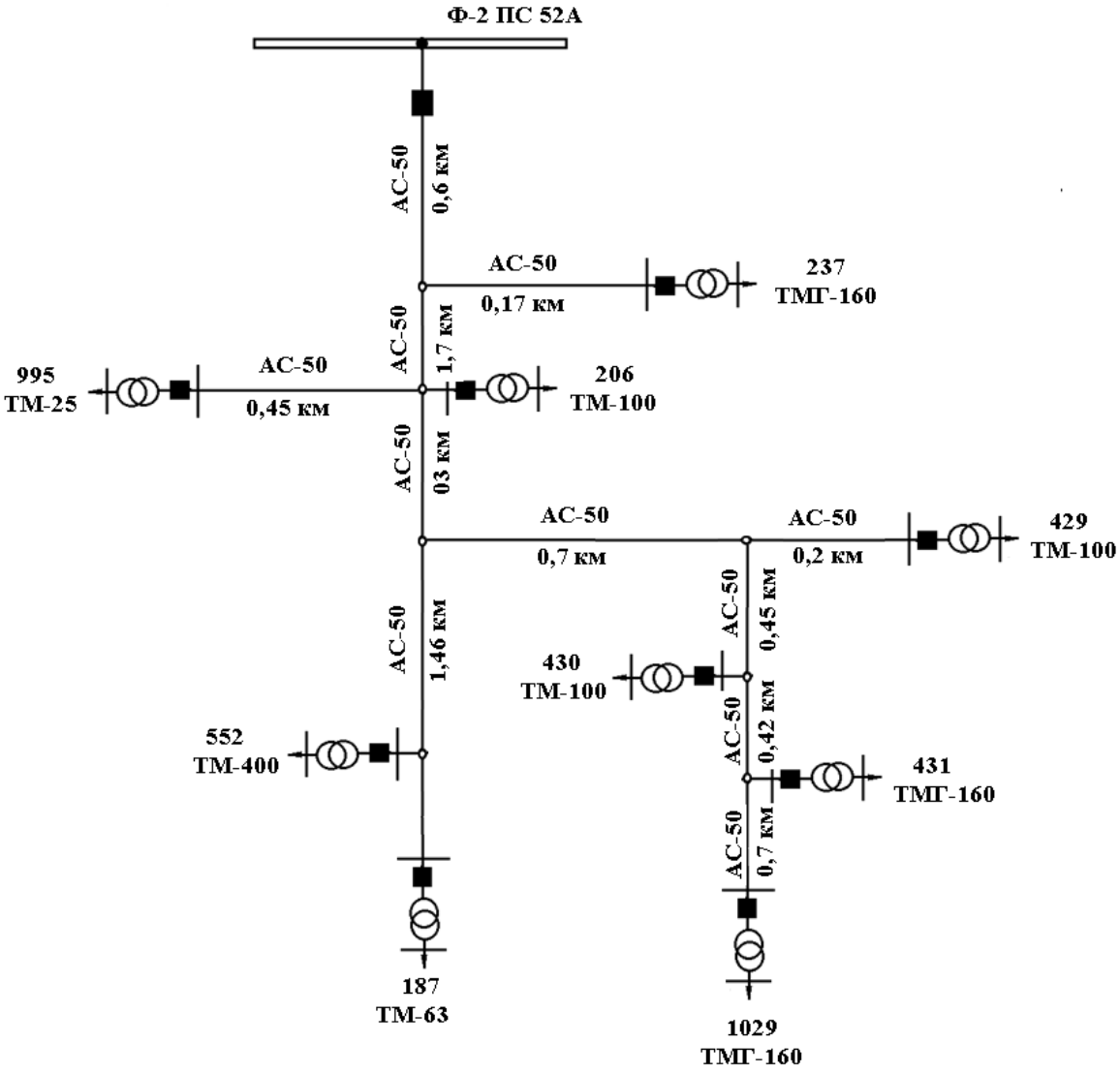


Рисунок 2.3 -

2.3 Составление схемы замещения и расчет параметров сети

Для начала расчета режима фидера 2 и ввода данных параметров сети необходимо их рассчитать по справочным и исходным данным. Расчет следует начать ссоставления схемы замещения, после чего расчитать сопротивления линий и трансформаторов, а затем уже нагрузку на узлах.

Активное сопротивление линий (Ом) определяется как:

$$R = r_0 \cdot l, , \tag{2.1}$$

где l- длина линии, км;

r_0 - удельное активное сопротивление, Ом/км.

Реактивное сопротивление линии (Ом) определяется как:

$$X = x_0 \cdot l, , \tag{2.2}$$

где x_0 – удельное реактивное сопротивление, Ом/км.

Удельные величины r_0 , x_0 при этом определяются в зависимости от марки провода из Л-3. В таблице 2.1 показаны погонные параметры марки проводов линии.

Таблица 2.1-Погоные параметры кабельных линии:

Марка провода	r_0 Ом/км	x_0 Ом/км
АСБ-3х95	0,326	0,078
АСБ-3х240	0,129	0,071
АСБ-3х150	0,206	0,074
ААШВ-3х120	0,258	0,076
АСБ-3х70	0,443	0,08
ААБ-3х120	0,258	0,076
АСБ-3х70	0,443	0,08
АСБ-3х120	0,258	0,076
АСБ-3х70	0,443	0,08
АСБ-3х150	0,260	0,074

Внесем полученные данные в таблицу 2.2

Таблица 2.2-Параметры линии фидера №2 ПС 52

Участок	Длина, м	Марка провода	$r_{0,}$Ом/км	x_0, Ом/км
0-1	600	АС-50	0,65	0,355
1-1'	170	АС-50	0,65	0,355
1-2	1700	АС-50	0,65	0,355
2-2'	450	АС-50	0,65	0,355
2-3	300	АС-50	0,65	0,355
3-8	1460	АС-50	0,65	0,355
8-8'	50	АС-50	0,34	0,355
3-4	700	АС-50	0,65	0,355
4-5	200	АС-50	0,65	0,355
4-6	450	АС-50	0,65	0,355
6-7	420	АС-50	0,65	0,355
7-7'	700	АС-50	0,65	0,355

Таблица 2.3-Параметры трансформаторных подстанции фидера №2 ПС 52

Номер ТП	Uн кВ	Sном, кВа	Количество	ΔР к.з., кВт	U к.з. %
237	10,50	160	1	2,6	4,50
206	10,50	100	1	1,97	4,50
995	10,50	25	1	0,6	4,50
552	10,50	400	1	5,5	4,50
187	10,50	63	1	1,28	4,50
429	10,50	100	1	1,97	4,50
430	10,50	100	1	1,97	4,50
431	10,50	160	1	2,6	4,50
1029	10,50	160	1	2,6	4,50

Рассчитаем активные и реактивные сопротивления кабельных линий: Активное сопротивление линий определяется как, Ом:

$$R = r_0 \cdot l, , \qquad (2.3)$$

где l – длина линии, км;

r_0 - удельное активное сопротивление, Ом/км.

Реактивное сопротивление линий определяется как, Ом.

$$X = r_0 \cdot l, , \qquad (2.4)$$

где x_0 – удельное реактивное сопротивление, Ом/км.

Приведем пример расчета для участка 0-1:
Активное сопротивление кабеля:

$$r_0 = 0{,}65 \cdot 0{,}6 = 0{,}39 \text{ Ом}.$$

Реактивное сопротивление кабеля:

$$x = 0{,}355 \cdot 0{,}6 = 0{,}213 \text{ Ом}.$$

Произведем аналогичный расчет для имеющихся участков и внесем полученные данные в таблицу.

Таблица 2.4 - Параметры линии фидера №2 ПС 52

Участок	Длина, м	Марка провода	*R*,Ом	*X*,Ом
0-1	600	АС-50	0,39	0,213
1-1'	170	АС-50	0,1105	0,06
1-2	1700	АС-50	1,105	0,604
2-2'	450	АС-50	0,2925	0,16
2-3	300	АС-50	0,195	0,107
3-8	1460	АС-50	0,949	0,518
8-8'	50	АС-50	0,017	0,018
3-4	700	АС-50	0,455	0,249
4-5	200	АС-50	0,13	0,071
4-6	450	АС-50	0,2925	0,16
6-7	420	АС-50	0,273	0,149
7-7'	700	АС-50	0,455	0,249

Параметры трансформаторов находим по справочным даным величины номинальных напряжений на обмотке низкого напряжения $U_{нн}$ и высокого напряжения $U_{вн}$, номинальную мощность трансформатора $S_н$ и напряжение короткого замыкания $U_к$. А также, значения тока холостого хода $I_{хх}$, потерь холостого хода $P_х$ и короткого замыкания $P_к$. Далее, на основании этих справочных параметров рассчитываются активное и реактивное сопротивления трансформаторов по следующим выражениям:

Активное сопротивление трансформатора:

$$R_T = \frac{\Delta P_{кз} \cdot U^2_{ном}}{S^2},, \quad (2.5)$$

где $\Delta P_{кз}$ - потери короткого замыкания;

$U_{ном}$ - напряжение со стороны высокого напряжения

Реактивное сопротивления трансформатора:

$$X_T = \frac{\Delta U_{кз} \cdot U^2_{ном}}{100 \cdot S},, \quad (2.6)$$

где $U_{кз}$ - напряжение короткого замыкания;

$U_{ном}$ напряжение со стороны высокого напряжения

Параметры трансформаторов расчетной схемы приведены в таблице 2.3.

Таблице 2.3 - Параметры трансформаторов

Тип	Напряжениеобмоток, кВ	Потери, кВт		U_k, %	I_{xx}, %
		ΔP_{xx}	$\Delta P_{кз}$		
ТМ-400/6	6	0,4	16,5	3,3	6,5
ТМ-250/6	6	0,4	11,6	2,45	6,5
ТМ-100/6	6	1,56	7,6	5,5	2
ТМ-320/6	6	1,08	5,5	4,5	2,1
ТМ-160/6	6	0,091	6,2	5,5	0,7
ТМ-180/6	6	0,82	3,7	4,5	2,3

На основании справочных данных найдем активное и реактивное сопротивление трансформаторов.

Активноесопротивлениетрансформатора:

$$R_T = \frac{16{,}5 \cdot 6000^2}{400^2} = 3{,}44 \text{ Ом}.$$

Реактивное сопротивление трансформатора:

$$X_T = \frac{6{,}5 \cdot 6000^2}{100 \cdot 400} = 10{,}7 \text{ Ом}.$$

Аналогично рассчитаем активное и реактивное сопротивления на других ТП и приведем в таблицу 2.4.

Исходя из справочных данных представленных в таблице 2.4 рассчитаем активные и реактивные сопротивления трансформаторов:

Таблица 2.5 - Параметры трансформаторных подстанции фидера №2 ПС 52

Номер ТП	Sном, кВа	ΔР к.з., кВт	U к.з. %	*R*,Ом	*X*, Ом
237	160	2,6	4,50	11,20	31,01
206	100	1,97	4,50	21,72	49,61
995	25	0,6	4,50	105,84	198,45
552	400	5,5	4,50	3,79	12,40
187	63	1,28	4,50	35,56	78,75
429	100	1,97	4,50	21,72	49,61
430	100	1,97	4,50	21,72	49,61
431	160	2,6	4,50	11,20	31,01
1029	160	2,6	4,50	11,20	31,01

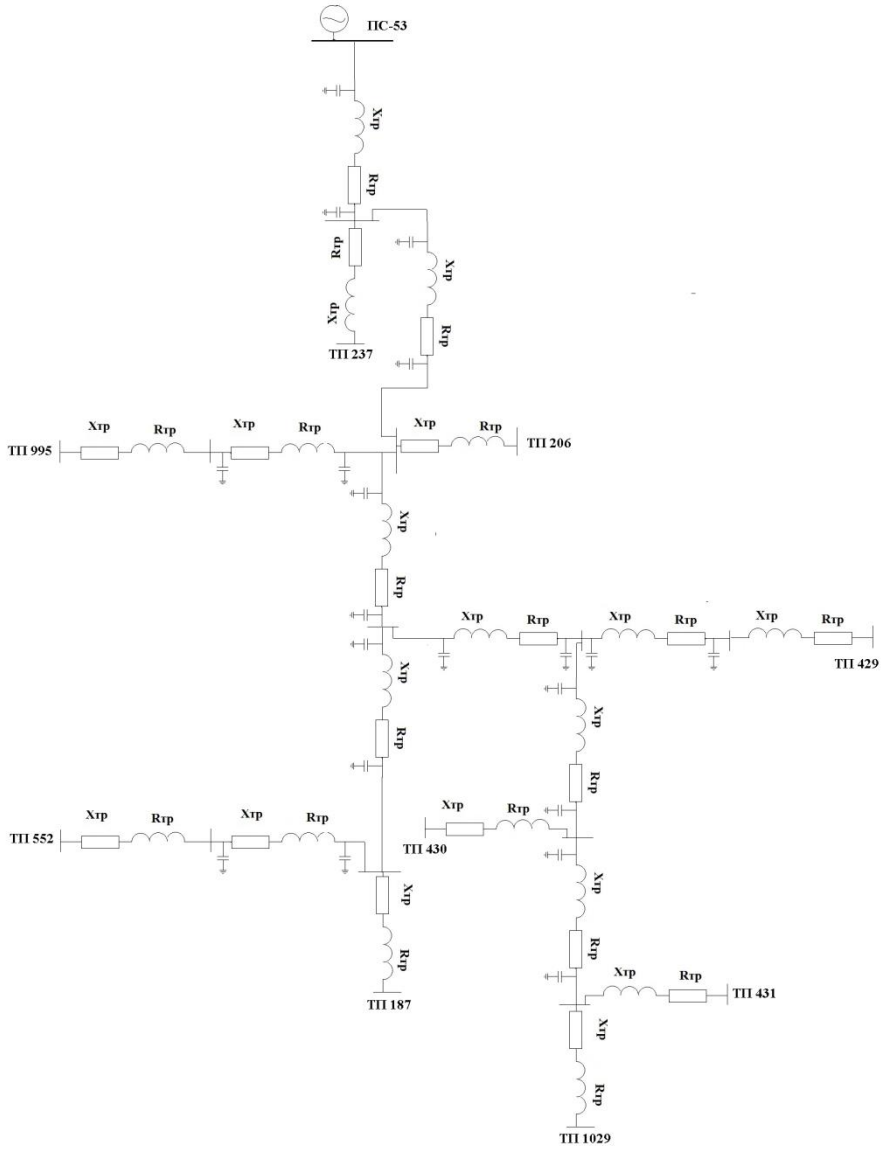


Рисунок 2.4 - Схема замещения Ф-2 ПС 52

2.4 Электропотребление,суточные графики нагрузки

Определение величин нагрузок на шинах подстанции производится по данным суточных графиком в дни контрольных замеров.

Методика проведения экспериментальных замеров электропотребления включает в себя проведения следующих работ:

- исследование характеристик фидеров, подключённых к подстанции;
- снятие графиков электрической нагрузки подстанции в рабочие и нерабочие дни и построение их среднесуточных графиков электрической нагрузки;
- Исследование объёмов электропотребления;
- обработка и анализ данных электропотребления жилых домов с целью получения устойчивых удельных показателей электропотребления.

В связи с вышеизложенным, в АО «АЖК» были проведены инструментальные замеры по определению графиков электропотребления во времени у различных потребителей с целью их дальнейшего анализа и формирования мероприятий по снижению величины заявленного максимума нагрузки и сокращения нерационального использования электроэнергии. Суточные графики электрических нагрузок составляются по разности показаний активных и реактивных электросчётчиков за каждый час. Первая запись делается в 01 ч. 00 мин. и последняя в 00 ч. 00 мин. При умножении разности последующего и предыдущего показаний на расчётный коэффициент счётчика, получается средняя часовая нагрузка. Записи показаний счётчиков производятся через равные промежутки времени с максимальной точностью, иначе график суточной нагрузки получится в искажённом виде и не будет изображать фактическую нагрузку.

Одной из основных характеристик графика нагрузки является число часов использования ее максимума - T_{max}.

Относительная его величина $t_{max}=T_{max}/8760$ численно равна коэффициенту заполнения графика $k_з=N_{ср}/N_{max,}$ где $N_{ср}$ и N_{max} – значение средней и максимальной нагрузок. В качестве N в конкретном случае принимают P, Q или I. Другой важной характеристикой является отношение минимальной нагрузки к максимальной нагрузке $k_{min}=N_{min}/N_{max}$.

При расчетах потерь электроэнергии форму графика характеризуют величины τ и $k^2_ф$, определяемые по формулам:

$$\tau = \frac{m\cdot\left[N^2\right]\cdot T}{N_{max}};\quad k_ф^2 = \frac{m\cdot\left[N^2\right]}{m^2\cdot\left[N\right]} \qquad (2.7)$$

где m – символ математического ожидания.

Из (2.7) непосредственно следует, что:

$$\tau = k_з^2 \cdot k_ф^2 \cdot 8760 \qquad (2.8)$$

Многочисленные исследования, направленные на получения как можно более точных зависимостей τ и $k_ф$ от $k_з$ и k_{min}, привели к появлению различных расчетных формул. Как правило, исследователи получили формулу для одной из величин (τ и $k_ф$). Вторая непосредственно следует из уравнения связи (2.7). В соответствии с этим же уравнением численные значения погрешностей определения τ и $k_ф$ в рамках одного и того же метода одинаковы, поэтому достаточно исследовать одну из них.

Одной из наиболее ранних формул является известная формула В.В. Кезевича.

$$\tau = \left(0{,}124 + \frac{T_{max}}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0.124 + 0.876 \cdot k_з\right)^2 \cdot 8760 \qquad (2.9)$$

В.Н. Казанцев применят формулу:

$$k_ф^2 = 1 + \frac{3 \cdot (1 - k_{min})^2}{4 \cdot (1 + k_{min})^2} \qquad (2.10)$$

Расчет коэффициента формы на ПС, по которым осуществляли прием электроэнергии в распределительной сети АО «АЖК» производился следующим образом: Для расчета коэффициента формы графика нагрузки использовались данные с измерительных счетчиков. В расчете использовался график нагрузки выбранной линии, полученный со счетчиков за заданный период времени – Т (фиксировалось время окончания и «интервал просмотра»). Дискретность в расчете задавалось «шагом просмотра».

Коэффициент формы графика рассчитывался по формуле:

$$Кф^2 = \frac{\left(P_1^2 + P_2^2 + ... + P_N^2\right) \cdot N}{\left(P_1 + P_2 + ... + P_N\right)^2}; \quad N = \frac{(\text{интервал просмотра})}{(\text{шаг просмотра})} \qquad (2.11)$$

где P – ордината графика нагрузки;

N – число ординат в расчете.

3. Коэффициент формы может определяться для любой линии за любой, заложенный в программу счетчика период времени с дискретностью, задаваемой «шагом просмотра».

В таблице 2.2 и на рисунке2.5 представлены суточные графики нагрузок каждого ТП распределительной сети 10кВ фидера №2 полученные также в дни контрольных замеров.

По этим таблицам получены коэффициенты формы графиков. Коэффициенты формы графиков на других подстанциях были определены по

контрольным зимним замерам 2015 года режимных параметров электрической сети АО «АЖК» по формуле 1.7.

Для определения нагрузки по суточным графикам в условиях эксплуатации средние нагрузки находятся на основании измерений активного W_a и реактивного W_p электропотребления:

$$P_{ср} = \frac{W_a}{T}, \tag{2.12}$$

$$Q_{ср} = \frac{W_p}{T}. \tag{2.13}$$

Приближенно, а также при перспективных расчетах, когда измерить W_a и W_p невозможно, они могут быть определены по формулам:

$$P_{ср} = \frac{P_{нб} + P_{нм}}{2}, \tag{2.14}$$

$$Q_{ср} = \frac{Q_{нб} + Q_{нм}}{2э}, \tag{2.15}$$

где $P_{нб}, Q_{нб}$ - мощности в режиме наибольших нагрузок;

$P_{нм}$, $Q_{нм}$ - мощности врежиме наименьших нагрузок за период времени T.

Таким образом, для определения потерь энергии необходимо составить схему сети со средними нагрузками, найти потокораспределение, а по нему - средние потери мощности.

Полученные данные сводим в таблицу 2.5

Таблица 2.5 - Нагрузки по фидеру 2 в различных режимах

Наименование ТП	летний минимум		зимний максимум		среднегодовые	
	Р (кВт)	Q (кВар)	Р(кВт)	Q (кВар)	Р(кВт)	Q (кВар)
ТП 237	120	70	200	94	150	94
ТП 206	180	90	290	140	200	100
ТП 429	80	50	140	80	100	50
ТП 430	120	80	200	140	140	90
ТП 431	120	60	200	100	140	89
ТП 187	80	60	140	80	100	60
ТП 552	360	200	560	280	420	200
ТП 1029	50	30	80	50	60	30
ТП 995	10	7	15	10	10	7
Итого по фидеру	1120	647	1825	974	1320	720

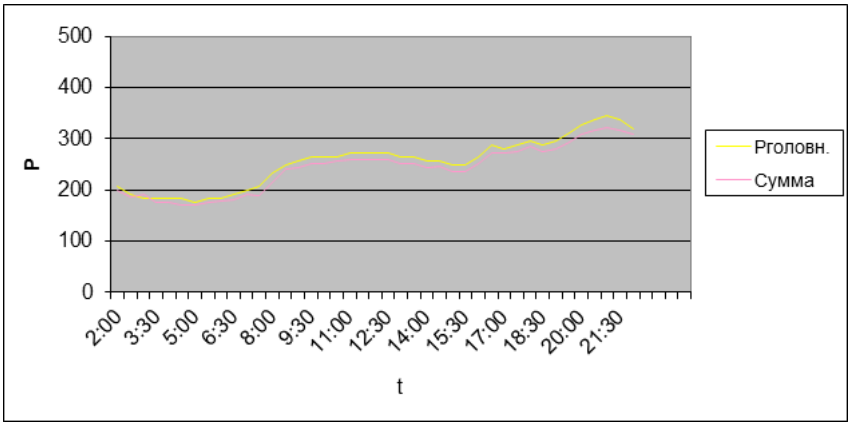


Рисунок 2.5 - Суточный графикТП 552 по фидеру 2

2.5 Расчеты уставок РПН трансформаторах в питающих ПС 110 кВ

Регулирование напряжения на рассматриваемом участке сети 10 кВ от ПС 110 кВ осуществляется трансформатором типа ТРДН 25000/110 с регулировочным устройством. Трансформатор имеет следующие техническиеданные:

Номинальная мощность $S_Н$, МВ·А (В·А)…….....25 ($63\cdot10^6$)
Класс напряжения, кВ (В):
ВН ($U_В$)……...115 ($115\cdot10^3$)
($U_Н$)……...10
Потери холостого хода ΔP_0, кВт (Вт)……..……82 ($82\cdot10^3$)
Потери короткого замыкания$\Delta P_К$, кВ (Вт)…….256 ($256\cdot10^3$)
Ток холостого хода I_0, %.....1,16
Напряжение короткого замыкания $u_{К\,\%}$, %.....10,84

Расчет коэффициента трансформации *n.*

Позицию регулятора, равную номеруступени, обозначим *N.* Тогда коэффициент трансформации *n* будет выражен как:

$$n = \frac{U_В}{U_Н}\left(1 + N\frac{\Delta U\%}{100}\right), \qquad (2.16)$$

Здесь $\frac{U_В}{U_Н} = \frac{115}{10} = 11{,}5$ номинальный коэффициент трансформации при положении регулятора *N*= 0.

Повысить напряжение можно с помощью регулятора напряжения. Для увеличения напряжения на стороне НН коэффициент трансформации *n* из которых рассчитана на $\Delta U_{\%} = 1{,}78\,\%$ номинального напряжения. нужно уменьшить. Регулятор трансформатора имеет 19 ступеней

Если регулятор поставить в позицию N=-5, то коэффициент трансформации уменьшится и станет равным:

$$n = \frac{U_В}{U_Н}\left(1 + N\frac{\Delta U\%}{100}\right) = \frac{115}{38{,}5}\left(1 - 5\frac{1{,}78}{100}\right) = 2{,}721.$$

При расчете не было учтено, что с изменением коэффициента трансформации, т.е. с изменением числа витков первичной обмотки изменяются сопротивление ветви намагничивания и сопротивление короткого замыкания. Эти изменения легко учитываются.

Расчет напряжения на вторичной обмотке при изменения коэффициентов трансформации сведем в таблицу:

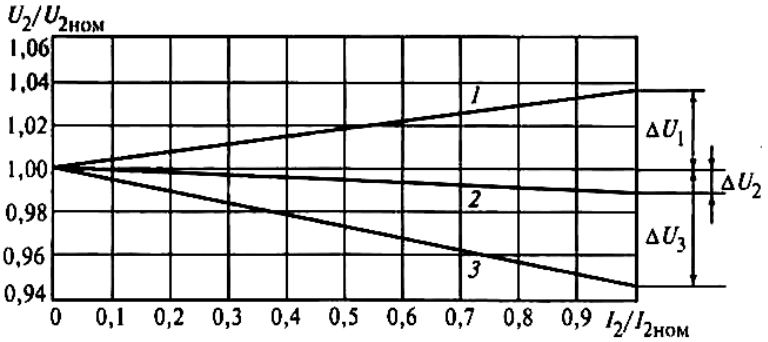
Таблица 2.6 - Коэффициенты трансформации и положения ответвлений

Положение переключателя	W, %	W, отн.ед.	Кт
1	16,02	1,1602	12,70651
2	14,24	1,1424	12,51156
3	12,46	1,1246	12,31662
4	10,68	1,1068	12,12167
5	8,9	1,089	11,92673
6	7,12	1,0712	11,73178
7	5,34	1,0534	11,53684
8	3,56	1,0356	11,34189
9	1,78	1,0178	11,14695
10	0	1	10,952
11	-1,78	0,9822	10,75705
12	-3,56	0,9644	10,56211
13	-5,34	0,9466	10,36716
14	-7,12	0,9288	10,17222
15	-8,9	0,911	9,977272
16	-10,68	0,8932	9,782326
17	-12,46	0,8754	9,587381
18	-14,24	0,8576	9,392435
19	-16,02	0,8398	9,19749

Увеличение вторичного напряжения за счет переключения выводов трансформатора в сторону уменьшения витков первичной обмотки, т.е. за счет уменьшения коэффициента трансформации трансформатора, вызывает увеличение тока первичной обмотки. При этом потери в трансформаторе увеличиваются, хотя и незначительно. Однако при больших значениях пред включённого сопротивления Z_0 системы внешнего электроснабжения потери активной и реактивной мощностей в ЛЭП заметно возрастают. При этом напряжение на первичной обмотке уменьшается на 0,8 кВ и становится равно 109,9 кВ. Таким образом, увеличение напряжения на низшей стороне трансформатора за счет регулятора напряжения на стороне ВН не дается

бесплатно, как кажется на первый взгляд. Увеличение напряжения вызывает повышение первичного тока и дополнительные потери активной и реактивной мощностей.

Поскольку первичная и вторичная обмотки трансформатора обладают активным и индуктивным сопротивлениями, то увеличение нагрузки трансформатора неизбежно сопровождается изменением напряжения на выводах его вторичной обмотки. Это изменение напряжения происходит за счет падений напряжений в сопротивлениях обмоток. Изменением напряжения трансформатора ΔU называется арифметическая разность между номинальным вторичным напряжением $U_{2НОМ}$ трансформатора, т.е. между напряжением холостого хода трансформатора, и напряжением U_2 при номинальном токе нагрузки. При этом первичное напряжение и частота постоянны и равны номинальным значениям.Зависимость вторичного напряжения U_2 трансформатора от вторичного тока I_2 нагрузки при U_1 = const,ƒ = const, $\cos\varphi_2$ = const называют внешней характеристикой трансформатора. Изменение напряжения и внешняя характеристика очень важны при проектировании и эксплуатации трансформаторов. На рисунке 2.6 приведены внешние характеристики трансформатора, построенные в относительных единицах для разных характеров нагрузки при изменении тока от нуля до номинального значения. Напряжение короткого замыкания трансформатора равно 7,5 %, $\cos\varphi_к$ = 0,11. На этом же рисунке показано и изменение напряжения ΔU.



1 — активно-емкостная нагрузка ($\cos\varphi_2$= 0,8; $\sin\varphi_2$= -0,6); *2* — активная нагрузка ($\cos\varphi_2$= 1; $\sin\varphi_2$= 0); *3* — активно-индуктивная нагрузка ($\cos\varphi_2$= 0,8; $\sin\varphi_2$= 0,6)

Рисунок 2.6 - Внешние характеристики и изменение напряжения трансформатора для различных характеров нагрузки:

Вторичное напряжение можно рассчитать по формуле:

$$U'_2 = U_1 - \Delta U. \qquad (2.17)$$

Падение напряжения можно определить как $\Delta U = U_1 - U'_2$ или

$$\Delta U = U_1 + \beta \cdot U'_к \cos(\varphi_к - \varphi_2) - \sqrt{[\beta U_к \cos(\varphi_к - \varphi_2)]^2 + U_1^2 - \beta^2 U_к^2}, \quad (2.18)$$

или

$$\Delta U = U_1 + \beta \cdot U'_к \cos(\varphi_к - \varphi_2) - \sqrt{U_1^2 - \beta^2 U_к^2 \sin^2(\varphi_к - \varphi_2)}.$$

Если ток нагрузки отличается от номинального тока, то это можно учесть введением коэффициента нагрузки $\beta = I'_2 / I'_{2ном}$. В этом случае изменение вторичного напряжения определится так:

$$\Delta U \approx R_к \cdot I'_2 \cdot \cos\varphi_2 + X_к \cdot I'_2 \sin\varphi_2 \approx R_к \cdot \beta \cdot I'_{2ном} \cos\varphi_2 + I'_{2ном} \cos\varphi_2 \approx$$
$$\approx \beta \cdot (R_к \cdot I'_{2ном} \cos\varphi_2 + I'_{2ном} \cos\varphi_2) \approx \beta \cdot (U_{к.а} \cos\varphi_2 + U_{к.р} \sin\varphi_2), \quad (2.19)$$

Как следует из формулы (2.14), для вычисления ΔU необходимо знать активную и реактивную составляющие напряжения короткого замыкания и коэффициент нагрузки.

Для определения напряжения на вторичной обмотке трансформатора и его изменения можно воспользоваться уравнениями в соответствии с упрощенной схемой замещения:

$$\underline{I}'_2 = \frac{\underline{U}_1}{\underline{z}_к + z'_н}; \quad \underline{U}_2 = \frac{\underline{U}_1 \cdot Z'_н}{\underline{z}_к + z'_н}; \quad (2.20)$$

$$\Delta U = |\underline{U}_1| - |\underline{U}_2| = U_1 - U'_2. \quad (2.21)$$

Два трансформатора можно включать на параллельную работу в том случае, если они имеют одинаковые или очень близкие внешние характеристики. Для этого трансформаторы должны иметь одинаковые значения напряжения короткого замыкания или значения, отличающиеся не более чем на ±10 % их среднего значения.Коэффициенты трансформации в этом случае не должны отличаться от их среднего значения более чем на ±0,5%.

3 Регулирование напряжения в распределительной сети на фидере 2 от ПС 52 с использованием РПН и устройств компенсации реактивной мощности

3.1 Моделирование установившегося режима по комплексу программ «RASTR»

Приведем краткое описание расчетной части программы “RASTR”. Комплекс программы RASTR предназначен для расчета и анализа установившихся режимов электрических систем на ПЭВМ IBM PC и совместимых с нею. RASTR позволяет производить расчет, эквивалентирование и утяжеление режима, обеспечивает возможности экранного ввода и коррекции исходных данных, быстрого отключения узлов и ветвей схемы, имеет возможности районирования сети, также предусмотрено графическое представление схемы или отдельных ее фрагментов вместе с практически любыми расчетными и исходными параметрами.

RASTR не имеет программных ограничений на объем рассчитываемых задач. Захват оперативной памяти определяется размером рассчитываемой схемы, и в настоящее время предельный объем схемы составляет 1200-1500 узлов (в зависимости от конфигурации схемы) при минимальном числе резидентных программ.

Форматданных "Узлы":

1) Район - номер района, к которому относится узел;

2) Номер - номер узла на схеме замещения;

3) N - номерстатическойхарактеристики;

4) О - незаданы;

5) 1.2 - стандарты (зашиты в программу);

6) Название - названиеузла (0-12 символов);

7) $U_{ном}$ - номинальное напряжение узла или модуль узла (определяется по стандартной шкале напряжения);

8) $P_{наг}$, $Q_{наг}$ - активная и реактивная нагрузка узла (определяется по контрольным замерам, либо используются расчетные данные);

9) $P_{ген}$, $Q_{ген}$ - активная и реактивная генерация узла, задаются также по контрольным замерам для тех узлов, где есть генерация;

10) Q_{min}, Q_{max} - минимально и максимально возможные пределы изменения генерации реактивной мощности узла (определяются по техническим возможностям оборудования). Задание пределов позволяет программе определить оптимальную генерацию по реактивной мощности для данного узла.

Форматданных «Ветви»:

1) $N_{нач}$, $N_{кон}$ - номера узлов ограничивающих линию;

2) R, X - сопротивление;

3) B - проводимость (мкСм) для ЛЭП - полная проводимость шунтов «П»-образной схемы (< 0) , для трансформатора - проводимость «Г»-образной

схемы (> 0);

4) Кт в Кт/м - вещественная и мнимая составляющая коэффициента трансформации;

Сопротивление ветви должно быть приведено к напряжению $U_{нач}$, а коэффициент трансформации определяется как отношение $U_{кон}/U_{нач}$.

Формат данных «Районы»:

Номер - номер района;

Название - название района;

Команда «Результат»

Подкоманда «Узлы».

Результаты расчета представляются в форме таблицы, при просмотре которой пользуемся клавишами PGUP, PGDN для листания таблицы вперед и назад по страницам, стрелками для перемещения по одному узлу. На экране всегда показываются все связи узла (если они не умещаются на экране, то узел не показывается целиком). Для прямого перехода на интересующий узел необходимо набрать его номер и нажать Enter (номер > па высвечивается на первой строке экрана).

Подкоманда «Потери».

Предназначена для вывода структурного анализа потерь активной мощности по заданному району или по всей сети. Для печати таблицы - F8.

Техннические характеристики программы RASTR не имеет программных ограничений на объем рассчитываемых задач. Захват оперативной памяти определяется размером рассчитываемой схемы. Расчет памяти сделан в предположении, что не установлены резидентные программы, использующие расширенную память. В процессеработыпрограммоймогутсоздаватьсятритипафайлов:

1) *.rge содержат информацию об исходных данных и режиме схемы и требуют 1 Кбайт дисковой памяти на 10 узлов схемы ;

2) *.uk содержат информацию о траектории утяжеления;

3) *.схе содержат информацию о графическом образе схемы.

Описание расчетной части пакета программ RASTR.

Главное меню:

После загрузки RASTR Вы попадаете в главное меню комплекса, в котором отображаются основные команды. Для перемещения по меню используйте:

а) клавиши перемещения курсора, <ENTER> - для входа в выбранную команду, <ESC> - для выхода.

б) функциональные клавиши – нажатие клавиши ALT одновременно с выделенной цветом буквой горизонтального меню приводит к попаданию в это меню, где бы Вы не находились.

Нажатие выделеной цветом буквы вертикального меню приводит к началу выполнения этой команды (используйте клавиши на которые нанесены русские буквы независимо от наличия кириллицы и регистра). Например: ALTД/В/У – приведет к попаданию в таблицу «Узлы» из любого места

программы. Клавиши F1 - F10 используются для выполнения команд, невходящих в меню, справка по ним – последняя строка экрана, справка по клавишам ALT_F1 - F10 может быть получена путем нажатия клавиши ALT.

в) мышь – используется двухкнопочная мышь с иннверсным курсором (выделенное цветом знакоместо), перемещение курсора мыши и нажатие левой клавиши мыши приводит к перемещению программного курсора в заданное место, быстрое двойное нажатие левой клавиши ("клик") приводит к выполнению выбранной команды (аналогично ENTER) нажатие левой клавиши в последней строке экрана приводит к выполнению соответствующей команды (в зависимости от нажатия кнопки ALT). Правая клавиша мыши используется как клавиша ESC. Работа с мышью имеет свои ормации

3.2 Анализ уровня напряжения в сети для режима средних нагрузок по существующей схемы сети

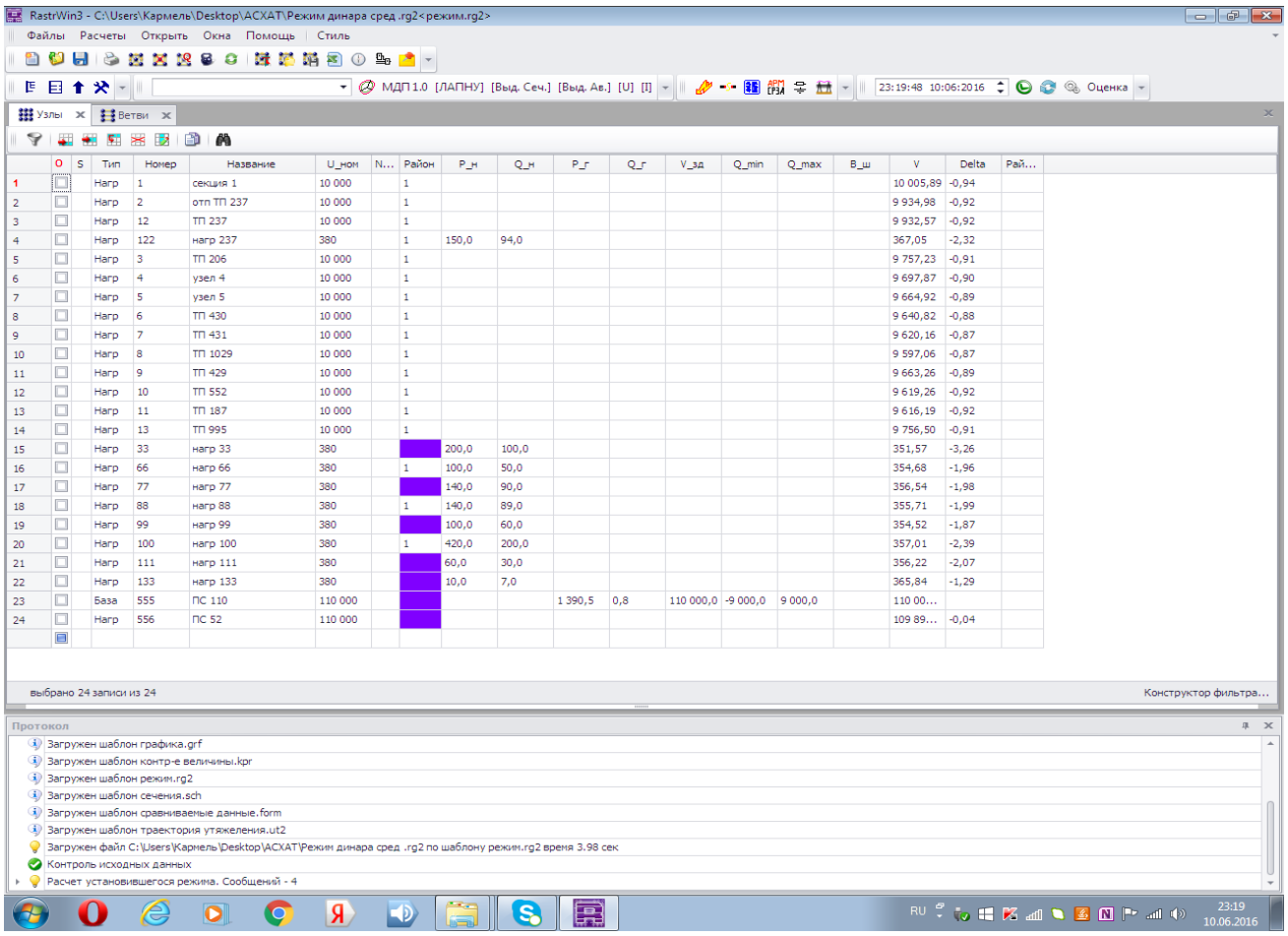
Для регулирования напряжения применяется в распределительных сетях с низкой автоматизацией и доступностью оперативного персонала используется метод встречного регулирования на в районных подстанциях я на основе расчетов режимов максимальных и минимальных нагрузок из условия обеспечения минимального отклонения напряжения от номинального в узлах нагрузки и неизменности уставок регуляторов напряжения.

Регулирование с программно изменяемыми уставками - это такой способ регулирования напряжения в электрической сети, при котором уставки регуляторов изменяют свое значение через определенный период времени. Такой тип регулирования в основном применяется в сетях с двухступенчатым графиком нагрузки или с ярко выраженным пиком потребления.

Для определения закона регулирования напряжения в центрах питания и проверки достаточности диапазонов регулирования РПН трансформаторов необходимо рассчитать режимы максимальных и минимальных нагрузок электрической сети.

Расчеты будем производить при помощи программы RASTR для максимального(зима) и минимального (лето) режимов. . Для ввода данных в программу RASTR используем данные, представленные в разделе 2.3. Результаты расчета приведены на рисунках 3.1 – 3.2

В результате расчета определились крайние точки в схеме с наибольшим и наименьшими значениями напряжения по фидеру 2 . Значение уставки РПН на трансформатор е 110/10 кВ ПС 52 установлены на отпайке нулевого положения постоянными и также на нулево положении ,



	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta	Рай...
1			Нагр	1	секция 1	10 000		1									10 005,89	-0,94	
2			Нагр	2	отп ТП 237	10 000		1									9 934,98	-0,92	
3			Нагр	12	ТП 237	10 000		1									9 932,57	-0,92	
4			Нагр	122	нагр 237	380		1	150,0	94,0							367,05	-2,32	
5			Нагр	3	ТП 206	10 000		1									9 757,23	-0,91	
6			Нагр	4	узел 4	10 000		1									9 697,87	-0,90	
7			Нагр	5	узел 5	10 000		1									9 664,92	-0,89	
8			Нагр	6	ТП 430	10 000		1									9 640,82	-0,88	
9			Нагр	7	ТП 431	10 000		1									9 620,16	-0,87	
10			Нагр	8	ТП 1029	10 000		1									9 597,06	-0,87	
11			Нагр	9	ТП 429	10 000		1									9 663,26	-0,89	
12			Нагр	10	ТП 552	10 000		1									9 619,26	-0,92	
13			Нагр	11	ТП 187	10 000		1									9 616,19	-0,92	
14			Нагр	13	ТП 995	10 000		1									9 756,50	-0,91	
15			Нагр	33	нагр 33	380			200,0	100,0							351,57	-3,26	
16			Нагр	66	нагр 66	380		1	100,0	50,0							354,68	-1,96	
17			Нагр	77	нагр 77	380			140,0	90,0							356,54	-1,98	
18			Нагр	88	нагр 88	380		1	140,0	89,0							355,71	-1,99	
19			Нагр	99	нагр 99	380			100,0	60,0							354,52	-1,87	
20			Нагр	100	нагр 100	380		1	420,0	200,0							357,01	-2,39	
21			Нагр	111	нагр 111	380			60,0	30,0							356,22	-2,07	
22			Нагр	133	нагр 133	380			10,0	7,0							365,84	-1,29	
23			База	555	ПС 110	110 000					1 390,5	0,8	110 000,0	-9 000,0	9 000,0		110 00...		
24			Нагр	556	ПС 52	110 000											109 89...	-0,04	

Рисунок 3.1 – Узлы

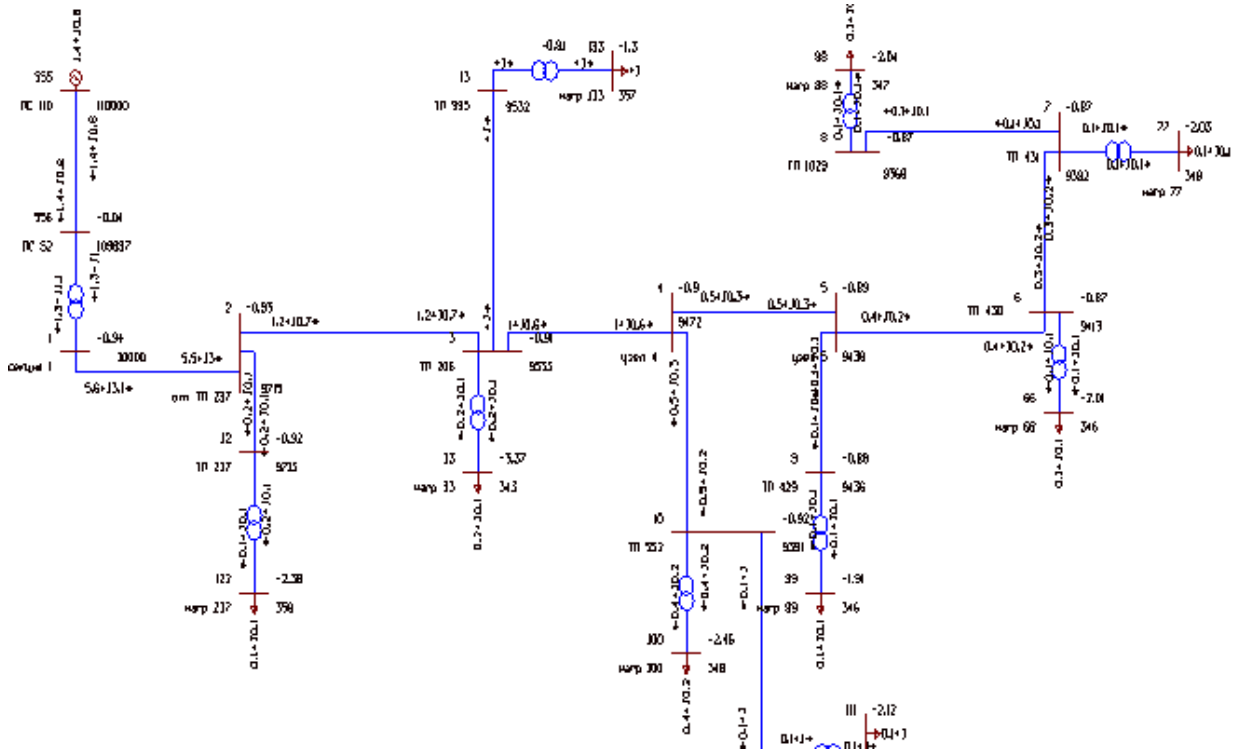


Рисунок 3.2 - Режим средних нагрузок

Таблица 3.1 - Анализ уровня напряжения в сети 10 кВ режиме средних нагрузок

Наименование		Коэффициент трансформации		
		0,09	0,086	0,1
секция 1	В	9787,3	9568,78	10656
ТП 237	В	9712,5	9493,52	10580
ТП 430	В	9436,3	8957,77	10180
ТП 1029	В	9391,2	8894,92	10165

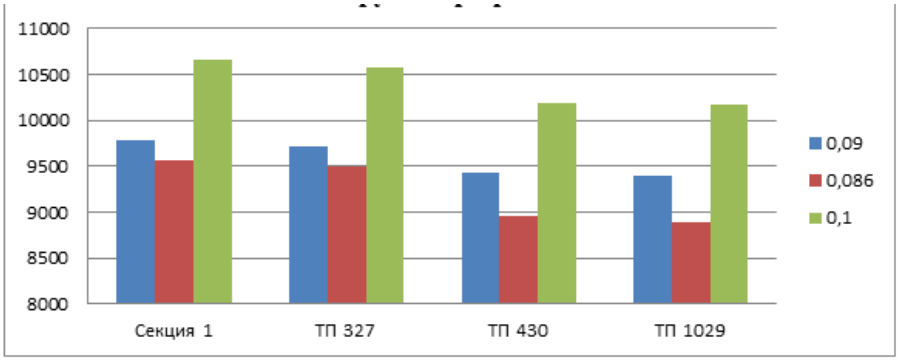


Рисунок 3.3 – Диаграмма уровня напряжения в режиме средних нагрузок при различных КТ

Таблица 3.2 - Анализ уровня напряжения в сети 0,4 кВ режиме средних нагрузок

Наименование	Коэффициенты трансформации		
	0,09	0,86	0,1
ТП 237	357	354	393
ТП 430	345	341	380
ТП 1029	341	331	373

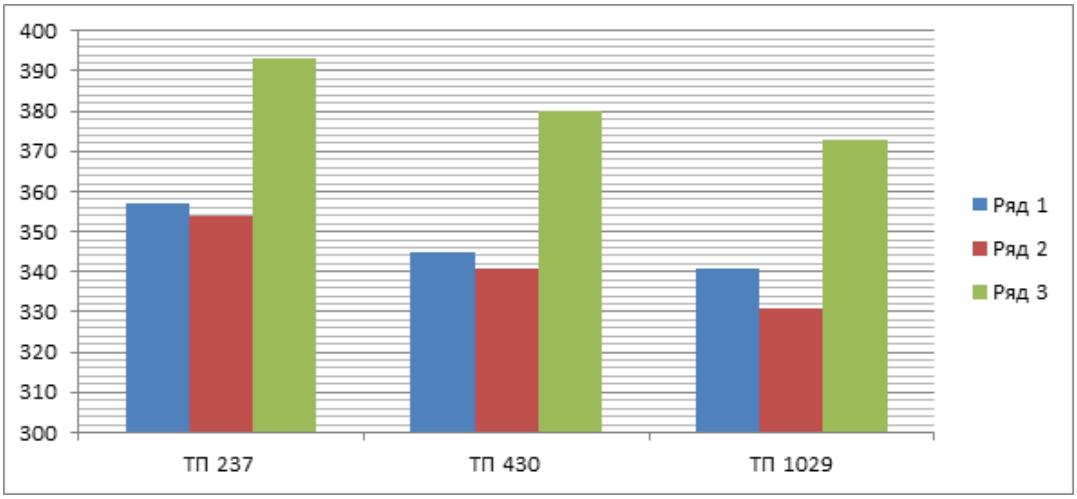


Рисунок 3.2 - Диаграмма напряжения в сети 0,4 кВ в режиме средних нагрузок

Исходя из полученных значений расчета режима средних нагрузок фидера 2 можно сделать следующий вывод:

В диаграмме рис 3,3 показано ,что при значении уставки РПН на трансформаторах ПС 52 с нулевым ответвлением , выявлены точки в узлах фидера 2,где напряжения в сети 10 кВ в узловых точках схемы сети фидера - находятся ниже допустимых значений ±5%;Этой точкой определился шины 10 кВ на отдаленной ТП 1029. При этом напряжение в сети10 кВ составляет ниже уровня 9 кВ,в сети 0,04 кВ, напряжение в сети 0,3 кВ составляет ниже уровня 0,3 кВ.

- активные потери в линиях составляют 0,06 МВТ, а потери в трансформаторах 0,14 Мвт.

3.3 Регулирование уровня напряжения в режимах зимнего максимуму и летнего минимума

Для выбора напряжения в питающем центре выполнены расчеты режима для значений нагрузки зимнего максимума и летнего минимума ,данные по нагрузкам приведены в разделе 2.3

Результаты расчета в максимальном и минимальном режимах фидера приведены на рисунках.

	Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	Delta
1	База	1	секция1	10			1.629	1.311	10	-100	100	10	
2	Нагр	2	ТП-2743	10					10			9.992	0.016
3	Нагр	3	нагрузка3	0.38	0.26	0.161			0.38			0.372	-1.123
4	Нагр	4	ТП 206	10					10			9.98	0.041
5	Нагр	5	нагрузка5	0.38	0.327	0.203			0.38			0.37	-1.4
6	Нагр	6	ТП 995	10					10			9.974	0.055
7	Нагр	7	нагрузка7	0.38	0.092	0.057			0.38			0.376	-0.343
8	Нагр	8	ТП-2742	10					10			9.969	0.065
9	Нагр	9	нагрузка9	0.38	0.149	0.092			0.38			0.375	-0.583
10	Нагр	10	ТП 429	10					10			9.967	0.071
11	Нагр	11	нагрузка11	0.38	0.587	0.364			0.38			0.361	-2.578
12	Нагр	12	ТП 552	10					10			9.97	0.07
13	Нагр	13	нагрузка13	0.38	0.092	0.057			0.38			0.379	0.07
14	Нагр	14	ТП 430	10					10			9.97	0.07
15	Нагр	15	нагрузка15	0.38	0.149	0.092			0.38			0.379	0.07
16	Нагр	16	ТП 431	10					10			9.97	0.07
17	Нагр	17	нагрузка17	0.38	0.587	0.364			0.38			0.379	0.07
18	Нагр	18	ТП 1029	10					10			9.97	0.069
19	Нагр	19	нагрузка19	0.38	0.184	0.114			0.38			0.374	-0.731
20	Нагр	20	ТП 187	10					10			9.971	0.068
21	Нагр	21	нагрузка21	0.38	0.347	0.215			0.38			0.369	-1.461

Рисунок 3.3 – Расчетные данные минимального режима (лето) работы узлов данной сети

	D	S	Тип	N_нач	N_кон	I_г	ру	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	Na
1			ЛЭП	1	2			секция1 - ТП-2743	0.058	0.018			-1.105	-0.834	
2			Тр-р	2	3			ТП-2743 - нагрузка3	2.016	8.73		0.038	-0.262	-0.17	
3			ЛЭП	2	4			ТП-2743 - ТП-2741	0.11	0.034			-0.851	-0.66	
4			Тр-р	4	5			ТП-2741 - нагрузка5	2.016	8.73		0.038	-0.33	-0.217	
5			ЛЭП	4	6			ТП-2741 - ТП-2791	0.092	0.035			-0.542	-0.465	
6			Тр-р	6	7			ТП-2791 - нагрузка7	2.016	8.73		0.038	-0.092	-0.058	
7			ЛЭП	6	8			ТП-2791 - ТП-2742	0.07	0.022			-0.503	-0.411	
8			Тр-р	8	9			ТП-2742 - нагрузка9	2.016	8.73		0.038	-0.149	-0.095	
9			ЛЭП	8	10			ТП-2742 - ТП-2786	0.047	0.018			-0.421	-0.36	
10			Тр-р	10	11			ТП-2786 - нагрузка11	2.016	8.73		0.038	-0.596	-0.41	
11			ЛЭП	10	12			ТП-2786 - ТП-2783	0.184	0.058			0.173	0.059	
12			Тр-р	12	13			ТП-2783 - нагрузка13	3.563	11.25		0.038	-0	-0	
13			ЛЭП	12	14			ТП-2783 - ТП-2789	0.023	0.007			-0.015	0.01	
14			Тр-р	14	15			ТП-2789 - нагрузка15	3.563	11.25		0.038	-0	-0	
15			ЛЭП	14	16			ТП-2789 - ТП-2785	0.06	0.023			-0.043	-0.007	
16			Тр-р	16	17			ТП-2785 - нагрузка17	3.563	11.25		0.038	-0	-0	
17			ЛЭП	16	18			ТП-2785 - ТП-2740	0.132	0.041			-0.023	-0.001	
18			Тр-р	18	19			ТП-2740 - нагрузка19	2.016	8.73		0.038	-0.184	-0.118	
19			ЛЭП	18	20			ТП-2740 - ТП-2749	0.046	0.018			0.144	0.114	
20			Тр-р	20	21			ТП-2749 - нагрузка21	2.016	8.73		0.038	-0.349	-0.23	

Рисунок 3.4 – Расчетные данные минимального режима (лето) работы ветвей данной сети

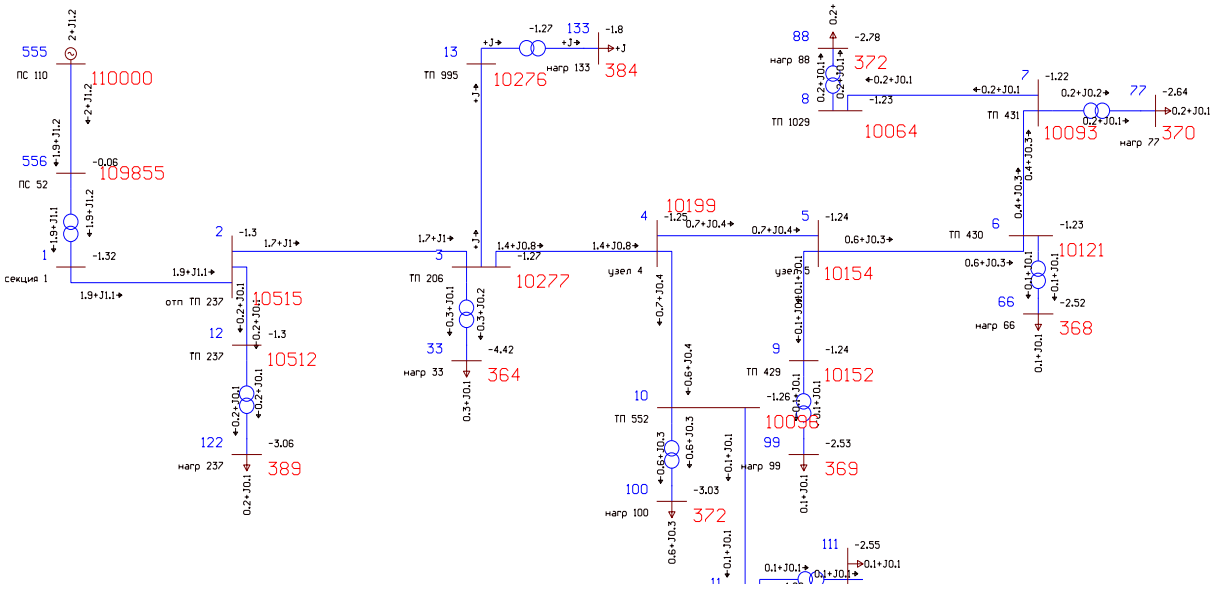


Рисунок 3.5 - Режим зимнего максимума

Таблица 3.3 Регулирование напряжения в сети 10 кВ режиме зимнего максимума

Наименование ТП		Коэффициент трансформации		
		0,09	0,098	0,1
секция 1	В	9722,61	10611	10813,94
ТП 237		9607,93	10580	10717,6
ТП 430		8512,89	9518	9615,99
ТП 1029		8327,34	941	9584,69

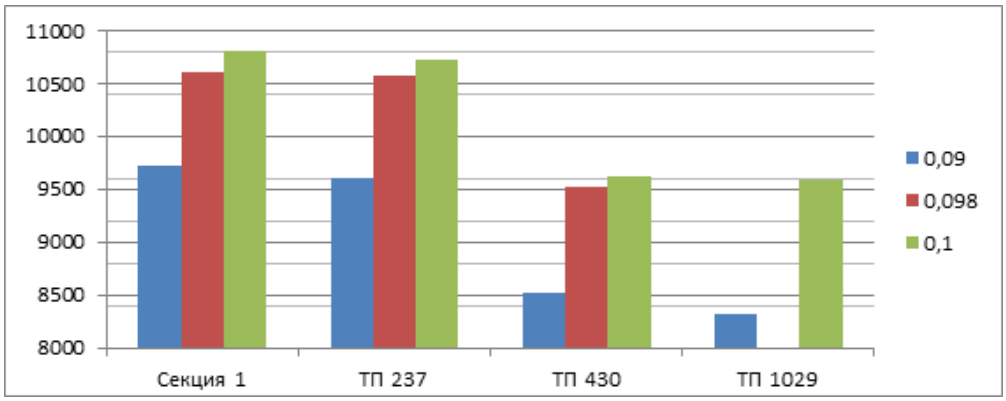


Рисунок 3.6 – Диаграмма напряжения в сети 10 кВ режиме зимнего максимума

Таблица 3.4 - Регулирование напряжения в сети 0,4 кВ режиме зимнего максимума

Наименование	0,09	0,098	0,1
ТП 237	350	360	380,54
ТП 430	311	351	368,12
ТП 1029	301	343,35	361,54

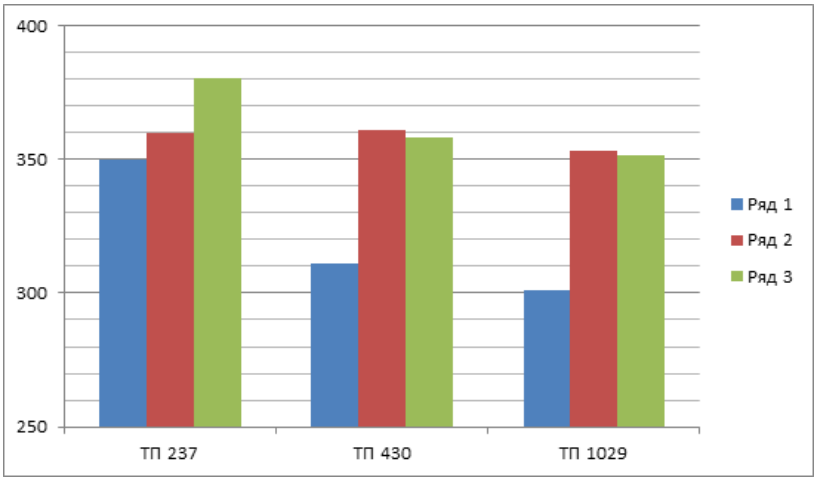


Рисунок 3.7 – Диаграмма напряжения в сети 0,4 кВ режиме зимнего максимума

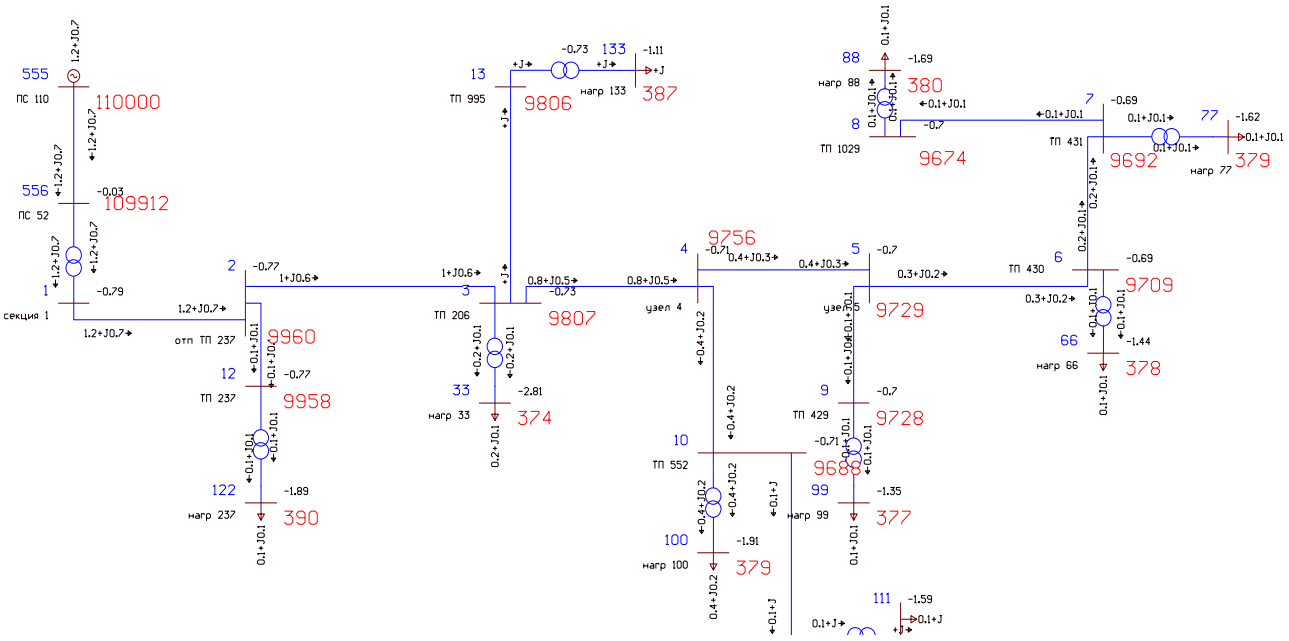


Рисунок 3.8 - Режим летнего максимума

Таблица 3.5 - Регулирование напряжения в сети 10 кВ режиме летнего минимума

Наименование		Коэффициент трансформации		
		0.09	0,092	0,1
секция 1	В	9802,08	10020,26	10893,06
ТП 237		9738,28	9806,85	10698,62
ТП 430		9503,32	9727,36	10573,28
ТП 1029		9423,58	9650,96	10556,53

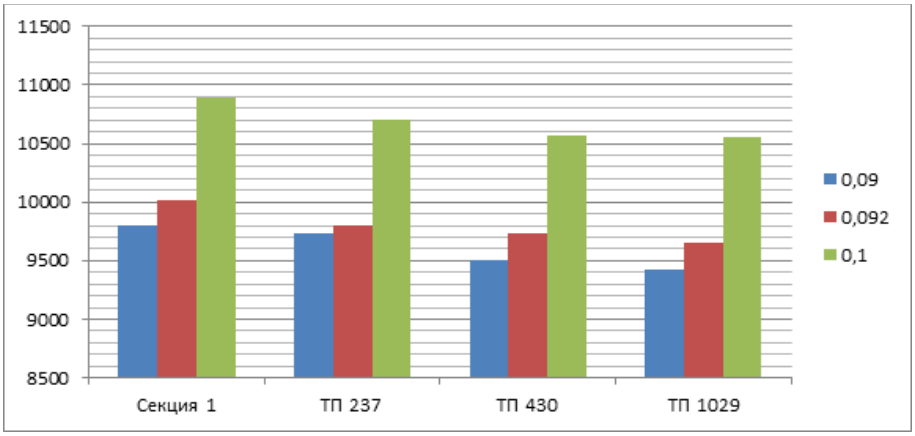


Рисунок 3.9 - Диаграмма напряжения в сети 10 кВ режиме летнего максимума

Таблица 3.6 - Регулирование напряжения в сети 0,4 кВ режиме летнего минимума

Наименование	Коэффициент трансформации в ЦП		
	0,09	0,092	0,1
ТП 237	370	390,2	423,22
ТП 430	365	387,11	415,28
ТП 1029	345	374,3	413,75

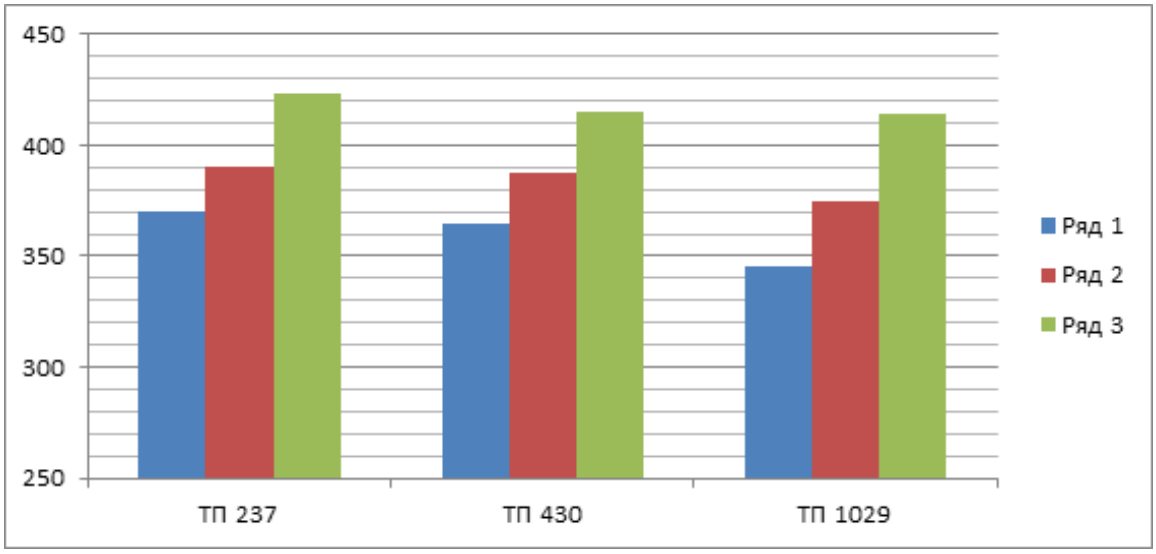


Рисунок 3.10 - Диаграмма напряжения в сети 0,4 кВ режиме летнего максимума

Расчет минимального режима работы Ф-2 показывает:

- напряжения в узловых точках ТП 206, ТП 995, ТП 552, ТП 430, ТП 431 не находятся в пределах допустимых значений ±5%;
- потери в линиях составляют 0,005408 МВт, а потери в трансформаторах 0,02581 МВт.

Суммарные потери, кВт:

$$W = P \cdot K_{И} \cdot 24 \cdot T, \quad (2.22)$$

где P – активные потери, кВт/ч;

$K_{И}$ – коэффициент использования максимума;

24 – количество часов в сутках.

Суммируя потери за лето и зиму получим годовые потери, кВт:

$$W_{л} = \Delta W_{л} \cdot \Delta W_{З}, \quad (2.23)$$

Суммарные потери за лето:

$$W_л = 20{,}18 \cdot 0{,}7524 \cdot 190 = 69015{,}6 \text{ кВт}.$$

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	_	Название	R	X	B	Кт/r	P_нач	Q_нач	Na
1			ЛЭП	1	2		секция1 - ТП-2743	0.058	0.018			-0.627	-0.504	
2			Тр-р	2	3		ТП-2743 - нагрузка3	2.016	8.73		0.038	-0.174	-0.11	
3			ЛЭП	2	4		ТП-2743 - ТП-2741	0.11	0.034			-0.46	-0.393	
4			Тр-р	4	5		ТП-2741 - нагрузка5	2.016	8.73		0.038	-0.219	-0.14	
5			ЛЭП	4	6		ТП-2741 - ТП-2791	0.092	0.035			-0.26	-0.275	
6			Тр-р	6	7		ТП-2791 - нагрузка7	2.016	8.73		0.038	-0.061	-0.038	
7			ЛЭП	6	8		ТП-2791 - ТП-2742	0.07	0.022			-0.249	-0.241	
8			Тр-р	8	9		ТП-2742 - нагрузка9	2.016	8.73		0.038	-0.099	-0.063	
9			ЛЭП	8	10		ТП-2742 - ТП-2786	0.047	0.018			-0.214	-0.22	
10			Тр-р	10	11		ТП-2786 - нагрузка11	2.016	8.73		0.038	-0.394	-0.26	
11			ЛЭП	10	12		ТП-2786 - ТП-2783	0.184	0.058			0.178	0.05	
12			Тр-р	12	13		ТП-2783 - нагрузка13	3.563	11.25		0.038	-0	-0	
13			ЛЭП	12	14		ТП-2783 - ТП-2789	0.023	0.007			-0.005	0.009	
14			Тр-р	14	15		ТП-2789 - нагрузка15	3.563	11.25		0.038	-0	-0	
15			ЛЭП	14	16		ТП-2789 - ТП-2785	0.06	0.023			-0.032	-0.007	
16			Тр-р	16	17		ТП-2785 - нагрузка17	3.563	11.25		0.038	-0	-0	
17			ЛЭП	16	18		ТП-2785 - ТП-2740	0.132	0.041			-0.012	-0.002	
18			Тр-р	18	19		ТП-2740 - нагрузка19	2.016	8.73		0.038	-0.123	-0.078	
19			ЛЭП	18	20		ТП-2740 - ТП-2749	0.046	0.018			0.094	0.074	
20			Тр-р	20	21		ТП-2749 - нагрузка21	2.016	8.73		0.038	-0.231	-0.149	

Рисунок 3.11 – Расчетные данные максимального режима (зима) работы ветвей данной сети

	Np+	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш
		U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр-р	
1				0.02204	0.003932	0.01811				

Рисунок 3.12 – Активные потери максимального режима (зима)

Расчет максимального режима работы Ф-2 показывает:

- напряжения в узловых точках ТП 206, ТП 995, ТП 429, ТП430 не находятся в пределах допустимых значений ±5%;
- потери в линиях составляют 0,003932 МВт, а потери в трансформаторах 0,01811 МВт.

Суммарные потери за зиму:

$$W = 28{,}72 + 0{,}75 + 24 + 175 + 90468 \text{ кВт}.$$

Таким образом, годовые потери составляют:

$$\Delta W = 69015{,}6 + 90468 = 159483{,}6 \text{ кВт}.$$

3.4 Регулирование напряжения в сетях 6-10 кВ с помощью установки КУ на шинах щ,38 кВ ТП 10/0,38

Как была сказано выше, конденсаторные установки оказывают влияние на режим напряжения сети, поэтому необходимо использовать их для регулирования напряжения потребителя. При этом следует иметь в виду, что конденсаторные установки, устанавливаемые у потребителя в сетях напряжением 0,4 и 6 - 10 кВ, предназначены главным образом для снижения потерь активной мощности.

Мощность конденсаторных установок, которые должны быть установлены в сетях, и место их установки определяются специальными технико-экономическими расчетами с учетом баланса реактивной мощности в соответствующем узле электрической системы, потерь напряжения и активной мощности в распределительных сетях.

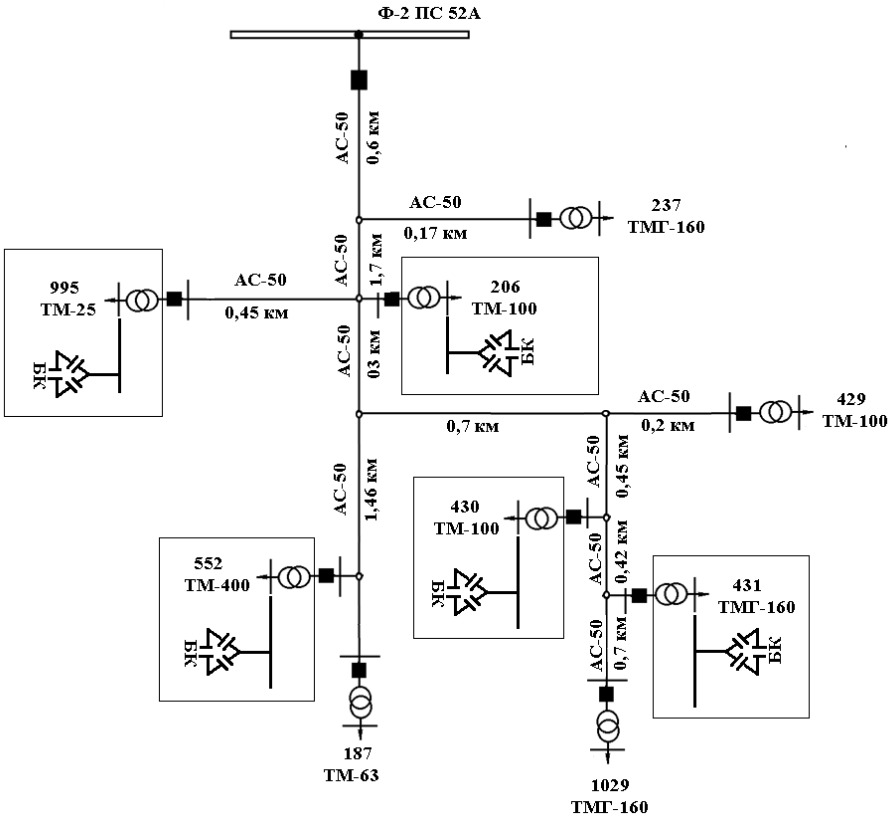


Рисунок 3.14 - Схема размещения КУ по ТП

Таким образом, для регулирования напряжения в электрических сетях 10 кВ Ф-2 устанавливаем КУ у потребителя в сетях с напряжением 0,4 кВ и

производим расчет режимов электрической сети. Устанавливаем КУ там, где отклонения напряжения не соответствовала допустимым значениям. (ТП 206, ТП 995, ТП 552, ТП 430, ТП 431)

Таблица 3.7 – Перечень КУ устанавливаемых на ТП

Номер ТП	Sном, кВА	Q1, кВар	QБК, кВар	Тип БК
206	100	79,005	50	УКМ58М-0,4-50-25 У3
995	25	22,5	15	УКМ58М-0,4-15-33,3 У3
552	400	134,955	100	УКМ58М-0,4-100-33,3 У3
430	160	126,42	100	УКМ58М-0,4-100-33,3 У3
431	160	126,42	100	УКМ58М-0,4-100-33,3 У3

Результаты расчета в минимальном режиме (лето) фидера при приведены на рисунках

	D	S	Тип	Номер	Название	U_ном	сайк	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	I_mir	I_ma	B_ш	V	Delta	йо
1			База	1	секция1	10				1.629	1.311	10	-100	100				10		
2			Нагр	2	ТП-2743	10						10						9.992	0.016	
3			Нагр	3	нагрузка3	0.38		0.26	0.161			0.38						0.372	-1.123	
4			Нагр	4	ТП 206	10						10						9.98	0.041	
5			Нагр	5	нагрузка5	0.38		0.327	0.203			0.38						0.37	-1.4	
6			Нагр	6	ТП 995	10						10						9.974	0.055	
7			Нагр	7	нагрузка7	0.38		0.092	0.057			0.38						0.376	-0.343	
8			Нагр	8	ТП-2742	10						10						9.969	0.065	
9			Нагр	9	нагрузка9	0.38		0.149	0.092			0.38						0.375	-0.583	
10			Нагр	10	ТП 429	10						10						9.967	0.071	
11			Нагр	11	нагрузка11	0.38		0.587	0.364			0.38						0.361	-2.578	
12			Нагр	12	ТП 552	10						10						9.97	0.07	
13			Нагр	13	нагрузка13	0.38		0.092	0.057			0.38						0.379	0.07	
14			Нагр	14	ТП 430	10						10						9.97	0.07	
15			Нагр	15	нагрузка15	0.38		0.149	0.092			0.38						0.379	0.07	
16			Нагр	16	ТП 431	10						10						9.97	0.07	
17			Нагр	17	нагрузка17	0.38		0.587	0.364			0.38						0.379	0.07	
18			Нагр	18	ТП 1029	10						10						9.97	0.069	
19			Нагр	19	нагрузка19	0.38		0.184	0.114			0.38						0.374	-0.731	
20			Нагр	20	ТП 187	10						10						9.971	0.068	
21			Нагр	21	нагрузка21	0.38		0.347	0.215			0.38						0.369	-1.461	

Рисунок 3.15 – Расчетные данные минимального режима (лето) работы узлов данной сети

	О	S	Тип	N_нач	N_кон	N_г	руг	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	Na
1			ЛЭП	1	2			секция1 - ТП-2743	0.058	0.018			-0.523	-0.437	
2			Тр-р	2	3			ТП-2743 - нагрузка3	2.016	8.73		0.038	-0.162	-0.103	
3			ЛЭП	2	4			ТП-2743 - ТП-2741	0.11	0.034			-0.369	-0.333	
4			Тр-р	4	5			ТП-2741 - нагрузка5	2.016	8.73		0.038	-0.209	-0.134	
5			ЛЭП	4	6			ТП-2741 - ТП-2791	0.092	0.035			-0.179	-0.222	
6			Тр-р	6	7			ТП-2791 - нагрузка7	2.016	8.73		0.038	-0.094	-0.059	
7			ЛЭП	6	8			ТП-2791 - ТП-2742	0.07	0.022			-0.136	-0.167	
8			Тр-р	8	9			ТП-2742 - нагрузка9	2.016	8.73		0.038	-0.078	-0.049	
9			ЛЭП	8	10			ТП-2742 - ТП-2786	0.047	0.018			-0.123	-0.162	
10			Тр-р	10	11			ТП-2786 - нагрузка11	2.016	8.73		0.038	-0.292	-0.19	
11			ЛЭП	10	12			ТП-2786 - ТП-2783	0.184	0.058			0.167	0.038	
12			Тр-р	12	13			ТП-2783 - нагрузка13	3.563	11.25		0.038	-0	-0	
13			ЛЭП	12	14			ТП-2783 - ТП-2789	0.023	0.007			-0.019	-0.004	
14			Тр-р	14	15			ТП-2789 - нагрузка15	3.563	11.25		0.038	-0	-0	
15			ЛЭП	14	16			ТП-2789 - ТП-2785	0.06	0.023			-0.047	-0.02	
16			Тр-р	16	17			ТП-2785 - нагрузка17	3.563	11.25		0.038	-0	-0	
17			ЛЭП	16	18			ТП-2785 - ТП-2740	0.132	0.041			-0.027	-0.015	
18			Тр-р	18	19			ТП-2740 - нагрузка19	2.016	8.73		0.038	-0.145	-0.092	
19			ЛЭП	18	20			ТП-2740 - ТП-2749	0.046	0.018			0.101	0.075	
20			Тр-р	20	21			ТП-2749 - нагрузка21	2.016	8.73		0.038	-0.102	-0.064	

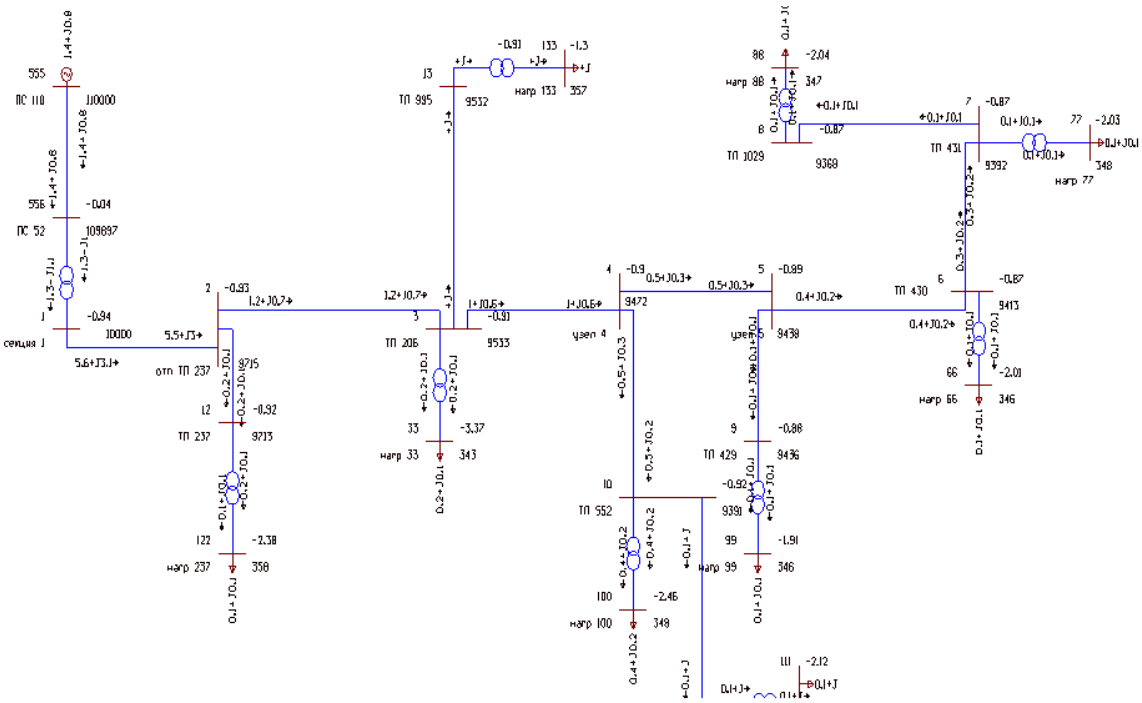
Рисунок 3.16 - Расчетные данные минимального режима (лето) работы ветвей данной сети

	№р+	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш
		U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр-р	
1				0.008118	0.000988	0.00713				

Рисунок 3.17 - Схема потоко распределения электрической сети 10 кВ Ф-2

	S	Номер	Название	U_ном	V	dV
1		1	секция1	10.5	10.5	
2		2	ТП-2743	10	10.496	4.964
3		3	нагрузка3	0.38	0.394	3.803
4		4	ТП 206	10	10.491	4.914
5		5	нагрузка5	0.38	0.393	3.409
6		6	ТП 995	10	10.489	4.891
7		7	нагрузка7	0.38	0.396	4.221
8		8	ТП 429	10	10.488	4.878
9		9	нагрузка9	0.38	0.396	4.324
10		10	ТП 552	10	10.487	4.87
11		11	нагрузка11	0.38	0.39	2.75
12		12	ТП 430	10	10.49	4.901
13		13	нагрузка13	0.38	0.399	4.901
14		14	ТП 431	10	10.49	4.901
15		15	нагрузка15	0.38	0.399	4.9
16		16	ТП 1029	10	10.49	4.898
17		17	нагрузка17	0.38	0.399	4.897
18		18	ТП 187	10	10.489	4.894
19		19	нагрузка19	0.38	0.395	3.852
20		20	ТП-2749	10	10.49	4.9
21		21	нагрузка21	0.38	0.396	4.173

Рисунок 3.18 - Режим сети при установке КУ сети 10 кВ Ф-2



	№р+	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш
		U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр-р	
1				0.01162	0.001487	0.01014				

Рисунок 3.19 – Активные потери максимального режима (зима)

Расчет максимального режима работы Ф-2 показывает:

- напряжения в узловых точках рассмотренной сети находятся в пределах допустимых значений ±5%;

- потери в линиях составляют 0,001487 МВт, а потери в трансформаторах 0,01014 МВт.

Суммарные потери за зиму:

$$W_з = 11{,}62 + 0{,}75 + 24 + 175 = 36603 \text{ кВт}.$$

Согласно формуле 2.10 получим:

$$\Delta W = 27770{,}4 + 36603 = 64373{,}4 \text{ кВт}.$$

Сравнительный анализ потерь электроэнергии и отклонения напряжения приведены в таблицах 2.1 и 2.2

Таблица 3.8 - Анализ потерь электроэнергии

№	Режимы	Wл, кВт ч	Wз, кВт ч	W, кВт ч
1	До мероприятия по регулированию напряжения	69015,6	90468	159483,6
2	После мероприятия по регулированию напряжения	27770,4	36603	64373,4

Таблица 3.9 - Анализ отклонения напряжения

№	Режимы	№ ТП	До мероприятия по регулированию напряжения		После мероприятия по регулированию напряжения	
			U, кВ	ΔU, %	U, кВ	ΔU, %
1	Минимальный режим (лето)	ТП 206	9802,08	- 2,19	10,5	4,9
		ТП 995	9738,28	-3,30	10,48	4,8
		ТП 552	9503,32	- 4,29	10,49	4,8
		ТП 1029	9423,58	- 5,29	10,5	4,9
2	Максимальный режим (зима)	ТП 206	9722,61	-12,89	10,5	4,9
		ТП 995	9607,93	-14,86	10,4	4,8
		ТП 429	8512,89	-15,84	10,3	4,7
		ТП 1029	8327,34	- 17,48	10,5	4,8

При регулировании напряжении с установкой КУ уровни напряжения находятся в пределах нормы и годовые потери составили 64 373,4 кВт. Разница годовых потерь составляет 42,44%.

4 Безопасность жизнедеятельности

4.1 Анализ условий труда

Дипломная работа посвящена разработке автоматизированной системы управления технологическими процессами расширяемой части подстанции №5А Центральная 10/6 кВ, то есть двух ячеек ЗРУ 10 и 6 кВ. Подстанция находится в городе Алматы.

Нормы производственного микроклимата установлены в СНиП РК 4.02-42-2006 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений» и ССБТ ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны». В помещениях управления технологическими процессами при выполнении работ, связанных с нервно-эмоциональным напряжением, должны быть соблюдены следующие оптимальные нормы по ГОСТ 12.1.005: температура воздуха 22 - 24 °С, относительная влажность воздуха 40 - 60 % и скорость движения воздуха 0,1 м/с, тепловое излучение – 140 Вт/ $м^2$.

Комната диспетчера имеет размеры: 7х6х3м. В помещении имеется 2 окна, площадь каждого – 3,5 $м^{2.}$ Система освещение выполнена люминесцентными лампами мощностью 51Вт. Количество работающих - 3. В помещении выполняются работы Iа легкой категории.

Комната диспетчера находится в здании общеподстанционного пункта управления (ОПУ) подстанции. Здание ОПУ одноэтажное. Должностные обязанности диспетчера заключается в следующем: на нескольких мониторах показывается ход технологического процесса; диспетчер наблюдает за течением процесса, в случае необходимости вырабатывает управляющие воздействия. Работа диспетчера по критерию физической нагрузки относится к легкой категории. Однако требуется высокая квалификация и опыт работы в сфере производства.

Эти параметры отдельно и в комплексе влияют на организм человека, определяя его самочувствие. Современные аспирационные системы должны обеспечивать идеальную очистку воздуха, быть безопасными и экологически чистыми (т.е. отвечать требованиям СЭС, пожаро - электробезопасности, экологическим нормам); не занимать полезные площади цеха и не быть источником дополнительного шума; обеспечивать непрерывную работу станков; обеспечивать максимальную гибкость: независимо от количества станков, работающих в цеху в данный момент, скорость воздушного потока в эксгаустерном патрубке каждого должна быть «паспортной»; иметь полную автоматизацию, связанную с транспортировкой отходов в бункеры-накопители; двигатели основных вентиляторов также должны работать в соответствующем режиме, чтобы не перерасходовать электроэнергию, не растрачивать свой ресурс и не превышать допустимые нормы шума.

Мебель, оргтехника и оборудование устанавливаются так, чтобы они не препятствовали эвакуации персонала. Минимальная допустимая ширина

проходов составляет 1 м. В комнатедиспетчера не допускается загромождать оборудование использованными блоками, материалами, устанавливать в них шкафы для хранения любых материалов и элементов оборудования.

Система пожаротушения подстании №5А Центральная 10/6 кВ.

ЗРУ подстанции имеет размеры: ширина помещении – 4 м, 6 – длина помещении – 6м, высота помещении – 2,5м.

На трансформаторной подстанции разрабатывается следующая документация по пожарной безопасности: общая инструкция о мерах пожарной безопасности на предприятии; инструкция по пожарной безопасности в цехах, лабораториях, мастерских, складах и т.п; инструкция по обслуживанию установок пожаротушения; инструкция по обслуживанию установок пожарной сигнализации; план пожаротушения; планы и графики проведения противопожарных тренировок, обучения и проверки знаний персонала, технического надзора за системами пожарной защиты, а также другая документация в соответствии с требованиями ПТЭ; разрабатываемые на энергетических предприятиях инструкции по пожарной безопасности и другие документы должны основываться на действующих правилах и инструкциях и находиться в соответствующих структурных подразделениях. Один экземпляр общей инструкции о мерах пожарной безопасности, оперативный план пожаротушения и карточки пожаротушения должны находиться на главном (центральном) щите управления предприятия.

4.2 Расчет аспирационных систем

Система вентиляции должна обеспечивать требуемую кратность воздухообмена:

$$n = \frac{L_В}{V_П}, \qquad (4.1)$$

где $L_В$ – количество воздуха, поступающего (или удаляемого) в помещение, $м^3/ч$;

$V_П$ - объем помещения, $м^3$.

В производственых помещениях за счет тепловыделений производственого оборудования имеют место значительные избытки тепла (разность между тепловыделениями в помещении и теплоотдачей через стены, окна, двери и т. д.), удаление которых, прежде всего, должны обеспечить системы вентиляции.

При наличии теплизбытков количество воздуха, которое необходимо удалить из помещения определяем по формуле:

$$L_B = \frac{Q_{изб} \cdot 860}{C_b \cdot \Delta t \cdot \gamma} м^3 / ч, \quad (4.2)$$

где $Q_{изб}$ - избыточное тепло, ккал/ч;

C_b - теплоемкость воздуха (0,24 ккал/кг°С);

$\Delta t = t_{вых} - t_{вх}$;

$t_{вых}$ - температура воздуха выходящего из помещения, °С;

$t_{вх}$ - температура воздуха, поступающего в помещение, °С

γ= 1,206кг/м^3 - удельная масса приточного воздуха,

860 тепловой эквивалент 1 кВт/ч.

Величину Δt при расчетах выбираем в зависимости от теплонапряженности воздуха:

$$Q_Н = \frac{Q_{изб}}{V_П}, \quad (4.3)$$

Если теплонапряженность воздуха $Q_Н$<20 ккал/ м^3, то принимаем Δt=6° С, а при $Q_Н$>20 ккал/ м^3 Δt =8°С.

Избыточное тепло:

$$Q_{изб} = Q_{об} + Q_{осн} + Q_л + Q_р - Q_{отд}, \quad (4.4)$$

где $Q_{об}$,$Q_{осв}$,$Q_л$ - тепло, выделяемое производственным оборудованием, системой искусственного освещения помещения и работающим персоналом (людьми) соответственно, ккал/ч;

$Q_р$ - тепло, вносимое в помещение солнцем (солнечная радиация), ккал/ч;

$Q_{отд}$ - теплоотдача естественным путем, ккал/ч.

Расчет тепла, выделяемого оборудованием определяем по формуле:

$$Q_{об} = P_{об} \cdot \eta \cdot n, \quad (4.5)$$

где $P_{об}$ — мощность, потребляемая оборудованием, кВт/ч;

η=0,92 - коэффициент перехода тепла в помещение.

$$Q_{об} = 230 \cdot 0{,}92 \cdot 3 = 634{,}8 \text{ Вт}.$$

Расчет тепла, выделяемого осветительными установками определяем по формуле:

$$Q_{осв} = F_{П} \cdot N_{осн} \cdot \eta, \quad (4.6)$$

где $N_{осв}$ - мощность осветительных установок, Вт;

η - коэффициент теплопропускания,(η =0,92÷0,97).

$$Q_{осв} = 42 \cdot 51 \cdot 0{,}92 = 1970 \text{ Вт}.$$

Расчет тепла, выделяемого людьми определяем по формуле:

$$Q_{л} = К_{л} \cdot (q - \cdot q_{исп}), \quad (4.7)$$

где $К_{л}$ =3 - количество работающих;

$q_{явн}$— явное тепло, кВт;

для t=23°С (теплый период), $q_{явн}$=70 Вт; для t=21°С (холодный период), $q_{явн}$=80 Вт; тогда $Q_{л}$=3·70=210 Вт(теплый период);

$Q_{л}$=3·80=240 Вт (холодный период).

Тепло, вносимое солнечной радиацией можно определить по формуле:

$$Q_{р} = m \cdot F \cdot В \cdot q_{ост} \cdot К1 \cdot К2, \quad (4.8)$$

где m - число окон;

F – площадь одного окна, $м^2$.

Вертикальное остекление – Юг, географическая широта – 43, время 11-12.

$q_{ост}$ – солнечная радиация через остекленную поверхность площадью 1 $м^2$.

Для города Алматы равно 176 Вт/м²

В – коэффициент теплопропускания (для штор из светлой ткани 0,4)

К1 – коэффициент затемнения 0,57

К2 – коэффициент загрязнения 0,95

Рассчитаем $Q_{р}$ по формуле :

$$Q_{р} = 2 \cdot 3{,}5 \cdot 176 \cdot 0{,}4 \cdot 0{,}57 \cdot 0{,}95 = 266{,}85 \text{ Вт}.$$

В помещениях с большими теплоизбыткамиможно считать, чтотеплоотдача естественным путем через конструкции помещения приблизительно равна количесву тепла, вносимого в помещения солнечной радиацией через окна, т. е. $Q_{отд}$= $Q_{р}$=480 ккал/ч.

Для теплого периода года принимаем $Q_{отд}$=0.

Избыточное тепло для теплого периода:

$$Q_{изб} = 199 + 1970 + 266{,}85 + 634{,}8 - 0 = 3070{,}65\ \text{Вт}.$$

Избыточное тепло для холодного периода:

$$Q_{изб} = 228 + 1970 + 266{,}85 + 634{,}8 - 264{,}6 = 2835\ \text{Вт}.$$

Теплонапряженность воздуха для теплого периода:

$$V_п = 6 \cdot 7 \cdot 3 = 126\ \text{м}^3, \qquad (4.9)$$

$$Q_Н = \frac{3070{,}65}{126} = 24{,}37\ \text{Вт/м}^3.$$

$$Q_Н = 24{,}37 \text{Вт}/\text{м}^3 > 20 \text{ккал}/\text{м}^3,$$

тогда

$$\Delta t = 8°C.$$

Количество воздуха, которое необходимо удалить из помещения:

$$L_В = \frac{3{,}070 \cdot 860}{0{,}24 \cdot 8 \cdot 1{,}206} = 114{,}4\ \text{м}^3/\text{ч}.$$

Кратность воздухообмена:

$$n = \frac{1140{,}4}{126} = 9{,}05\ \text{час}.$$

Полученная кратность воздухообмена n=9,05 час(для теплого периода) является достаточной для обеспечения оптимальных условий микроклимата.

Исходя из полученных данных выбрано 1 кондиционер производства LG. Сплит система колонного типа. Кондиционер эконом класса. В зависимости от формы и размера помещения, колонная сплит-система LG может быть установлена как сплит-система канального типа, то есть распределять охлажденный или нагретый воздух по системе вентиляционных каналов. При этом эффективность использования кондиционера значительно увеличивается.

Таблица 4.1 – Характеристика кондиционера

Модель	Потр. Мощность, кВт	Мощность охл, кВт	Мощность обогрева, кВт	Реком. пл-дь, $м^2$	Расход воздуха, $м^3$/час	Габариты (ШхВхГ), мм	Розничная цена, тг
LG P03AH	3	8,15	8,24	90	1140	500x1800 x320	-

Обеспечение воздушного комфорта в жилых и производственных помещениях зависит от систем аспирации, вентиляции, отопления и кондиционирования воздуха. Задача кондиционирования воздуха состоит в выполнении вентиляции и отопления, а также в поддержании таких параметров воздушной среды, при которых каждый человек благодаря своей индивидуальной системе автоматической терморегуляции организма чувствовал бы себя комфортно, не замечая влияния этой среды.

Рассчитаны тепловыделений производственого оборудования удаление которых, прежде всего, должны обеспечить системы вентиляции. Количество воздуха, которое необходимо удалить из помещения было равно 1140,4 $м^3$/ч. Кратность воздухообмена n=9,05 час. Исходя из полученных данных выбрано 1 кондиционер производства LG. Сплит система колонного типа. Кондиционер эконом класса. В зависимости от формы и размера помещения, колонная сплит-система LG может быть установлена как сплит-система канального типа, то есть распределять охлажденный или нагретый воздух по системе вентиляционных каналов.

4.3 Расчет установок пожаротушения с комбинированным углекислотно-хладоновымсоставом

Расчетная масса комбинированного углекислотно-хладонового состава m_d, кг, для объемного пожаротушения определяется по формуле:

$$m_d = k_6 \cdot q_n \cdot V, \quad (4.10)$$

где k_6 - коэффициент компенсации неучитываемых потерь углекислотно-хладонового состава, принимается для ЗРУ без окон - 1,07

q_n - нормативная массовая огнетушащая концентрация углекислотно-хладонового состава, принимается 0,27 кг/$м^3$ при времени заполнения помещения, равном 30 с, и 0,4 кг/$м^3$, при времени заполнения помещения, равном 60 с;

V - объем защищаемого помещения, $м^3$.

$$V = 4 \cdot 6 \cdot 2{,}5 = 60\ м^3, \quad (4.11)$$

где 4 – ширина помещении;

6 – длина помещении;
2,5 – высота помещении.

Тогда по формуле:

$$m_d = 1{,}07 \cdot 0{,}4 \cdot 60 = 25{,}68 \text{ кг}.$$

При наличии постоянно открытых проемов, площадь которых составляет от 1 до 10% площади ограждающих конструкций помещений, следует принимать дополнительный расход углекислотно-хладонового состава, равный 5 кг на 1 м^2 площади проемов.

Расчетное число баллонов ξ_2 определяется из расчета вместимости в 40-литровый баллон 25 кг углекислотно-хладонового состава.

Внутренний диаметр магистрального трубопровода d_i, мм, определяется по формуле:

$$d_i = d_1\sqrt{\xi_2}, \qquad (4.12)$$

где d_1— диаметр сифонной трубки баллона, мм;

ξ_2 — число одновременно разрежаемых баллонов.

$$\xi_2 = \frac{md}{25} = \frac{25{,}68}{25} = 1{,}03 \approx 1 \text{ баллон}.$$

Тогда по формуле

$$d_i = 10 \cdot 1 = 10 \text{ мм}.$$

Эквивалентная длина магистрального трубопровода l_2, м, определяется по формуле:

$$l_2 = k_7 \cdot l = 1{,}2 \cdot 6 = 7{,}2 \text{ м},$$

где k_7 - коэффициент увеличения длины трубопровода для компенсации неучитываемых местных потерь, принимается 1,2;

l - длина трубопровода по проекту, м.

Площадь сечения выходного отверстия оросителя Aз, мм^2, определяется по формуле

$$A_3 = \frac{S}{\zeta_1} = \frac{961{,}625}{3} = 320{,}54\ мм^2,$$

где S - площадь сечения магистрального трубопровода, $мм^2$;

ζ_1 - число оросителей.

Для d=35мм, S=961.625 мм²

Расход углекислотно-хладонового состава *Q*, кг/с, в зависимости от эквивалентной длины и диаметра трубопровода (Q=9) ;

Примечание: при диаметре трубопровода более 35 мм расход определяется следующим образом:

По заданной приведенной длине трубопровода определяется расход *Q,* кг/с, для трубопровода диаметром 35 мм.

Определяется удельный расход *q,* кг/ (сем), углекислотно-хладонового состава:

$$q = \frac{Q}{9{,}62} = \frac{9}{9{,}62} = 0{,}93\ кг/(сем).$$

Расчетное время подачи углекислотно-хладонового состава , *t*мин, определяется по формуле

$$t = \frac{m_d}{60 \cdot Q} = \frac{25{,}68}{60 \cdot 9} = 0{,}047\ мин,$$

где m_d - расчетная масса углекислотно-хладонового состава, кг;

Q - расход углекислотно-хладонового состава, кг/с.

Примечание: Если расчетное время подачи углекислотно-хладонового состава больше заданного, допускается увеличение диаметра магистрального трубопровода до 13% по сравнению с расчетной его величиной.

Масса основного запаса углекислотно-хладонового состава *m,* кг, определяется по формуле

$$m = 1{,}1 \cdot m_d \cdot \left(1 + \frac{k_8}{k_6}\right) = 1{,}1 \cdot 25{,}68 \cdot \left(1 + \frac{0{,}2}{1{,}07}\right) = 33{,}53\ кг,$$

где k_8 — коэффициент, учитывающий остаток углекислотно-хладонового состава в баллонах и трубопроводах, принимается k_8=0,2;

По расчетам определено, что масса основного состава углекислотно-хладонового состава m=33.53 кг, расчетное число баллонов $\xi_2 = 1$.

Трансформаторные подстанции относятся к объектам повышенной пожароопасности, к тому же последствия возгорания здесь могут быть крайне серьезными.

Последствия возгорания на трансформаторных подстанциях могут быть катастрофическими. Это и угроза жизни людей, и перебои в энергоснабжении, и серьезные убытки для предприятия. Принятие соответствующих противопожарных мер позволит снизить риск возникновения пожароопасных ситуаций и смягчить последствия пожара.

Пожары на трансформаторных подстанциях могут возникнуть в результате: проведения сварочных работ, неполадок в работе масляных высоковольтных выключателей, трансформаторов тока и напряжения, силовых трансформаторов, электрических кабелей под напряжением, шинопроводов и др. Исходя из этого осуществляется расстановка и подача огнетушащего вещества.

В современных системах пожаротушения используются разнообразные средства борьбы с огнем – вода, пена, газ и специальные сухие порошковые смеси. Однако для тушения возгораний на объектах, где находится электрооборудование под напряжением, наиболее приемлемым способом является газовое либо аэрозольное порошковое автоматическое пожаротушение.

В данном разделе был произведен расчет установок пожаротушения с комбинированным углекислотно-хладоновым составом ЗРУ подстанции. В целях предупреждения аварийных ситуации на подстанции существует нормативная документация, обязательная к выполнению. Для ЗРУ поддстанции были разработаны инструкции, предупреждающие возникновения пожара.

Были рассчитаны масса комбинированного углекислотно-хладонового состава для объемного пожаротушения m=33.53 кг, расчетное число баллонов $\xi_2 = 1.$

5 Экономическая часть

5.1 Цели разработки проекта

Целью разработки проекта регулирование напряжения в электрической сети 10/6 кВ №53 «Центральная» является повышение качества напряжения в РЭС : АО АЖК.

Расматриваемая подстанция предназначена для реализации электроэнергии потребителям данного района со стороны 10 и 6 кВ. Пподстанция и прилегающие к ней сети размещена среди населенных пунктов.

Основной задачей расчета является определение экономической эффективности проекта, включающей в себя расчет инвестиционной приемлемости проекта, рентабельности инвестиций, норму прибыли, а также срока окупаемости данного проекта.

5.1.2 Анализ рынка сбыта.

В связи с выявленным дефицитом в энергоснабжении потребителей рассматриваемого района в перспективе, предполагается, что модернизация ПС позволит РЭК реализовать дополнительную электроэнергию потребителям.

Расчетный период включает в себя время реконструкции энергообъекта, период временной эксплуатации и годы с режимом нормальной эксплуатации до окончательного физического срока службы основного энергетического оборудования ПС.

Все стоимостные показатели в финансово- экономических расчетах, связанные с реализацией энергетической продукции потребителям, приняты в тенге. Объектом экономического анализа является оборудование ПС.

5.1.3 Тарифы на электроэнергию.

Применительно к электросетевым объектам оценка результатов производственной деятельности образуется от продажи дополнительно поступающей электроэнергии в сеть.

Для стоимостной оценки результата используются действующие цены и тарифы. Тариф принимаем исходя из себестоимости передаваемой электроэнергии.

5.2 Расчет технико-экономических показателей подстанции

5.2.1 Определение капитальных вложений в подстанцию.

Капиталовложения в подстанцию определяются по приведенным в справочнике укрупненным показателям стоимости суммированием следующих составляющих:

- РУ всех напряжений;
- трансформаторы (автотрансформаторы (АТ));
- компенсирующие устройства и реакторы;
- постоянная часть затрат.

Капитальные затраты на сооружение подстанции и ЛЭП определяются составом оборудования:

$$К_{п/ст} = (\sum К_i \cdot n_i + К_{пост}) \cdot \alpha_р, \quad (5.1)$$

где $К_i$ – расчетные стоимости распределительных устройств, трансформаторов, токоограничивающих реакторов, а также дополнительные капиталовложения линейных ячеек, оборудованных высокочастотной связью;

n_i - соответственно число единиц перечисленного оборудования;

$К_{пост}$ – постоянная часть затрат по подстанции, мало зависящая от мощности подстанции;

$\alpha_р$ – коэффициент, учитывающий район сооружения.

Обобщенные расчеты капиталовложений в подстанцию показаны в таблице 5.1.

Таблица 5.1 - Капиталовложение в объект

Наименование оборудования	Количество, шт.	Цена за единицу, млн.тенге	Всего
Трансформатор ТДН-16000/10/6	2	40	80
ОПН-ЗЕК4	2	0,015	0,03
Выключатель 10 кВ	7	0,35	2,45
Выключатель 6 кВ	23	0,35	8,05
Разъединитель 10 кВ	10	0,065	0,65
Разъединитель 6 кВ	26	0,065	1,69
Трансформатор тока 10 кВ	7	0,05	0,35
Трансформатор тока 6 кВ	23	0,05	1,15
Трансформаторы собственных нужд	2	0,6	1,2
Трансформатор напряжения 10 кВ	6	0,0525	0,315
Трансформатор напряжения 6 кВ	2	0,0525	0,105
Ячейки КРУ 10 кВ	10	1,3	13
Ячейки КРУ 6 кВ	26	1,3	33,8
Счетчики 10 кВ	7	0,333	2,331
Счетчики 6 кВ	23	0,333	7,659
Итого			152,78

Кроме того учитываются затраты на строительство здания, сооружения и т.д. Общая сумма капитальных вложений (∑К) рассчитывается по формуле:

$$\sum К = К_{об} + К_{с} + К_{монт} + К_{пр.р}, \quad (5.2)$$

где $К_{об}$ - капитальные вложения на приобретение оборудования;

$К_{с}$ - капитальные вложения на строительные работы, 31 % от ∑К;

$К_{монт}$ - капитальные вложения на монтажные и пуско-наладочные работы, 11% от ∑К;

$К_{пр.р}$ - капитальные вложения на прочие расходы, 6% от ∑К.

$$\sum К = 152,78 + 45,834 + 15,278 + 9,166 = 223,058 \text{ млн.тенге},$$

$$К_{П/СТ} = (\sum 223,058 + 29,236) \cdot 1,4 = 353,212 \text{ млн.тенге},$$

Стоимость сооружения ЛЭП определяется основными ее параметрами: напряжением, типом опор, маркой проводов и конструкцией фазы, районом строительства, характеристикой трассы и климатическими условиями.

Стоимость сооружения КЛ определяется как:

$$К_{кл} = К_{уд} \cdot L_{кл}, \quad (5.3)$$

где $К_{уд}$ - удельные капитальные затраты на сооружение кабельных линий, учитывающие затраты на кабель, оборудование, строительно-монтажные работы, специальные переходы, разборку и восстановление асфальтобетонных покрытий;

$L_{кл}$ - протяженность кабельной сети.

$$К_{кл} = (1,806 + 0,722 + 9,149 + 0,361) \cdot 1,5 = 18,057 \text{ млн.тенге}.$$

Общие капитальные вложения в строительство энергообъекта составят:

$$К_{ЭС} = К_{П/СТ} + К_{КЛ} = 353,212 + 18,057 = 371,269 \text{ млн.тенге}.$$

5.3 Определение ежегодных издержек производства

Издержки производства п/ст и прилегающих сетей связаны с затратами на содержание подстанции, распределительных устройств и линий электропередач.

Кроме того, передача и распределение электроэнергии связаны с частичной потерей ее при транспортировке по линиям электропередач и

трансформации. Поскольку такие потери связаны с процессом передачи, то их стоимость включается в состав ежегодных издержек:

$$И_{перед} = И_{экс} + И_{пот}, \quad (5.4)$$

где $И_{экс}$ - суммарные затраты электросетевых хозяйств энергосистемы на ремонтно-эксплуатационное обслуживание сетей, тенге./год;

$И_{пот}$ - суммарная стоимость потерь в сетях системы, тенге./год.

$$И_{экс} = И_{ам} + И_{об/рем}, \quad (5.5)$$

где $И_{ам}$ - ежегодные издержки на амортизацию (реновацию), тенге/год.

$$И_{ам} = \frac{\alpha_{ам}}{100} \cdot К_{эс}, \quad (5.6)$$

где $\alpha_{ам}$ - нормы отчислений на амортизацию, %/год;

$И_{об/рем}$ - издержки на обслуживание и ремонты (капитальный и текущие), тенге/год:

$$И_{об/рем} = \frac{\alpha_{об/рем}}{100} \cdot К_{эс}, \quad (5.7)$$

где $\alpha_{об/рем}$ - нормы отчислений на обслуживание электрических сетей и ремонты, %/год.

$$И_{ам} = \frac{3}{100} \cdot 371{,}269 = 11{,}1 \text{ млн.тенге},$$

$$И_{об/рем} = \frac{5{,}9}{100} \cdot 371{,}269 = 21{,}1 \text{ млн.тенге},$$

$$И_{экс} = 11{,}1 + 21{,}1 = 32{,}2 \text{ млн.тенге}.$$

5.3.1 Переменные потери энергии и издержки, связанные с ними.

Переменные потери определяются переменными потерями в автотрансформаторах и реакторах подстанциии потерями в активном сопротивлении проводов и кабелей линий.

Значения переменных потерь в трансформаторах и автотрансформаторах находятся по формулам:

$$\Delta Э_{переменТ} = n \cdot \Delta P_k \cdot Т \cdot K_З^2, \quad (5.8)$$

где ΔP_k – потери короткого замыкания;

n - число трансформаторов;

$K_З$ - коэффициент загрузки трансформатора.

$$\Delta Э_{переменТ} = 2 \cdot 85 \cdot 4000 \cdot 0{,}7^2 = 0{,}333 млн \cdot кВт \cdot ч,$$

Значения постоянных потерь в трансформаторах находятся по формулам:

$$\Delta Э_{пост.тр} = n \cdot \Delta P_{хх} \cdot 8760 \qquad (5.9)$$

где n – количество трансформаторов или автотрансформаторов,

ΔP_{XX} – потери на холостой ход в трансформаторе или автотрансформаторе.

$$\Delta Э_{пост.тр-р} = 2 \cdot 18 \cdot 8760 = 0{,}315 \text{ млн} \cdot кВт \cdot ч,$$

Значение полных потерь в трансформаторах:

$$\Delta Э = \Delta Э_{переменТ} + \Delta Э_{пост.тр}, \qquad (5.10)$$

$$\Delta Э = \Delta 0{,}333 + 0{,}315 = 0{,}64 \text{ млн} \cdot кВт \cdot ч.$$

Потери электроэнергии:

$$DЭ_{ЛЭП} = 3 \cdot I_р^2 \cdot R \cdot \tau \cdot 10^{-3} \qquad (5.11)$$

где $I_р^2$ - расчетный поток на линий;

R – сопротивление линии;

T – число часов использования.

$$DЭ_{ЛЭП} = 3 \cdot 0{,}48^2 \cdot 0{,}19 \cdot 4000 \cdot 10^{-3} = 5{,}25 \text{ млн} \cdot кВт \cdot ч.$$

Полные потери электроэнергии в системе:

$$DЭ = DЭ_{тр} + DЭ_{ЛЭП} = 0{,}64 + 5{,}25 = 5{,}8 \text{ млн} \cdot кВт \cdot ч/год.$$

Издержки на потерю энергии рассчитываются по выражению:

$$И_{пот} = \Delta Э \cdot Ц_{пот}, \qquad (5.12)$$

где $\Delta Э$ - величина потерь энергии

$Ц_{пот}$ - стоимость 1кВт·ч потерянной энергии 15,39 тенге.

$$И_{пот} = 5{,}8 \cdot 15{,}39 = 89{,}2 \text{ млн.тенге/год.}$$

$$И\Sigma = И_{экс} + И_{пот}, \tag{5.13}$$

$$И\Sigma = 32{,}2 + 89{,}2 = 121{,}4 \text{ млн.тенге.}$$

5.4 Расчет себестоимости и прибыли

Себестоимость оказания услуг по передачи электроэнергии через подстанцию рассчитывается по формуле:

$$S_{перед} = \frac{И\Sigma}{Э_{год}} \tag{5.14}$$

где $Э_{год}$ – полный обьем передаваемой за год электроэнергии при оказании услуг по передаче

$$Э_{год} = n \cdot K_З \cdot S_{н.тр} \cdot \cos\varphi \cdot 5800 \tag{5.15}$$

где n – количество трансформаторов;

$\cos\varphi$ - коэффициент мощности, принимается равным 0,9;

$S_{н.тр}$ - номинальная мощность одного трансформатора.

$$Э_{год} = 2 \cdot 0{,}8 \cdot 16000 \cdot 0{,}9 \cdot 5800 = 133{,}632 \text{ млн.кВт·ч.}$$

Тогда себестоимость оказания услуг по передаче 1кВт·ч электроэнергии через подстанцию равна:

$$S_{перед} = \frac{121{,}4}{133{,}632} = 0{,}9 \text{ тенге/кВт·ч.}$$

Полная себестоимость передачи электроэнергии по сетям энергосистемы складывается из стоимости энергии энергопроизводящей организации (8,5 тенге), тарифа на передачу по сетям НЭС (1,35 тенге), тарифа районной электросетевой компании (3,2 тенге) и себестоимости передачи энергии по сетям АО «Алатау Жарық Компаниясы».

$$Т_{АО"АЖК"} = S_{перед} + 0{,}13 \cdot S_{перед}, \tag{5.16}$$

$$Т_{АО"АЖК"} = 0,9 + 0,13 \cdot 0,9 = 1,01 \text{ тенге/кВт·ч.}$$

Тариф на электроэнергию АО «Алатау Жарық Компаниясы» для предприятия:

$$Т_З = S_{ЭО} + Т_{НЭС} + Т_{РЭК} + Т_{АО.АЖК}, \quad (5.17)$$

где $S_{ЭО}$ - стоимость энергии энергопроизводящей организации (8,5 тенге)

$Т_{НЭС}$ - тариф на передачу по сетям НЭС (1,35 тенге);

$Т_{РЭК}$ - тариф районной электросетевой компании (3,2тенге).

$$Т_З = 8,5 + 1,35 + 3,2 + 1,01 = 14,06 \text{ тенге/кВт·ч.}$$

Средний тариф на электроэнергию в Алматинской области составляет 15,39 тенге/кВт·ч. Тариф на электроэнергию АО «Алатау Жарық Компаниясы» принимается равным 14,06 тенге/кВт·ч. Тогда разница составит:

$$15,39 - 14,06 = 1,33 \text{ тенге/кВт·ч.}$$

Объем реализации (стоимость реализованной электроэнергии) возрастает ежегодно в соответствии с освоением нагрузки и определяется как:

$$О_{р.t} = Ц_{ээ} \cdot (\gamma \cdot Э_t - \Delta Э_{пот.t}) \quad (5.18)$$

где $Ц_{ээ}$ –цена на электроэнергию;

γ – коэффициент долевого участия (γ=1);

$Э_t$ - объем переданной ЭЭ, в зависимости от освоения нагрузки;

$\Delta Э_{пот.t}$ – потери ЭЭ в рассматриваемой сети, в зависимости от нагрузки.

Объем реализации:

$$О_{р.t} = 1,33 \cdot (1 \cdot 133,632 - 5,8) = 170,016 \text{ млн. тенге.}$$

Тогда прибыль за год будет равна:

$$П = О_{р.t} - И_{ам}, \quad (5.19)$$

$$П = 170,016 - 11,138 = 158,862 \text{ млн.тенге.}$$

С учетом налога на прибыль в размере 20% чистая прибыль составит:

$$ЧП = П - П \cdot 20\%, \quad (5.20)$$

$$ЧП = 158{,}862 - 158{,}862 \cdot 0{,}2 = 127{,}09 \text{ млн.тенге.}$$

5.4.1. Показатели финансово - экономической эффективности

Показатель чистого приведенного дохода (NetPresentValue, NPV) позволяет сопоставит величину капитальных вложений (InvestedCapital, IC) с общей суммой чистых денежных поступлений, генерируемых ими в течении прогнозного периода и характеризует современную величину эффекта от будущей реализации инвестиционного проекта. Поскольку приток денежных средств распределен во времени, он дисконтируется с помощью коэффициента r. Коэффициент r устанавливается, как правило, исходя из цены инвестированного капитала.

NPV, или чистая приведенная стоимость проекта является важнейшим критерием, по которому судят о целесообразности инвестирования в данный проект. Для определения NPV необходимо спрогнозировать величину финансовых потоков в каждый год проекта, а затем привести их к общему знаменателю для возможности сравнения по времени. Чистая приведенная стоимость определяется по формуле:

$$NPV = \frac{\sum PV_t}{(1+r)^t} - I_c, \quad (5.21)$$

где $\sum PV_t$ –дисконтированный доход нарастающим итогом;

r - банковская процентная ставка (норма дисконта – 13%);

n - количество лет;

I_c - инвестиции.

Дисконтированный доход определяется по формуле:

$$PV_t = \frac{ЧП}{(1+r)^t}, , \quad (5.22)$$

Расчет ведется до первого положительного значения NPV, т.е. до 4-го года. NPV больше нуля, следовательно, при данной ставке дисконтирования проект является выгодным для предприятия, поскольку генерируемые им приток дохода превышает норму доходности в настоящий момент времени.

Под внутренней нормой прибыли инвестиционного проекта (Internal Rateo Return) понимают значение коэффициента дисконтирования, прикотором NPV проекта равен нулю:

$$NPV = 0 \rightarrow при \rightarrow IRR = 0,$$

Оценка ВНП (IRR) имеет следующие свойства:

- не зависит от вида денежного потока;
- не линейная форма зависимости;
- представляет собой убывающую функцию;
- не обладает свойство маддитивности.

Экономический смысл критерия IRR заключается в следующем: IRR показывает максимально допустимый относительный уровень расходов по проекту. В то же время предприятие может реализовывать любые инвестиционные проекты, уровень рентабельности которых не ниже текущего значения показателя цены капитала.

Рассчитывается IRR для r=13% банковского процента.

Таблица 5.2 – Расчет прогноза доходов

	Ед.изм	0	1	2	3	4
Капитальное вложение	млн.тенге	371,269				
Доходы	млн.тенге		170,016	170,016	170,016	170,016
Издержки	млн.тенге		11,13	11,13	11,13	11,13
Прибыль	млн.тенге		158,86	158,86	158,86	158,86
КПН 20%	млн.тенге		31,77	31,77	31,77	31,77
Чистый прибыль	млн.тенге		127,09	127,09	127,09	127,09
Норма дисконтирования	13%					
Коэф.дисконтирования			0,88	0,78	0,69	0,61
Дисконтированный доход PV	млн.тенге		112,46	99,53	88,08	77,94
Дисконтированный доход нарастающим итогом ∑PV	млн.тенге		112,46	211,9	300,07	378,01
Чистый дисконтированный доход NPV	млн.тенге		-258,8	-159,3	-71,19	6,74

Из приведенных расчетов видно, что срок окупаемости инвестиций составит около 4лет.

5.6.1 Индекс рентабельности (PI).

Индекс рентабельности – это отношение суммарного дисконтированного дохода к суммарным дисконтированным затратам. PI рассчитывается путем деления чистых приведенных поступлений от проекта на стоимость первоначальных вложений.

$$PI = \frac{\sum PV}{KB},, \qquad (5.23)$$

$$PI = \frac{378,01}{371,269} = 1,018.$$

PI>1,0 - инвестиции доходны и приемлемы в соответствии с выбранной ставкой дисконтирования.

5.6.2 Срок окупаемости инвестиций (Т).

Это простой метод рассчитывается по формуле:

$$T = \frac{KB}{\sum PV}, \tag{5.24}$$

$$T = \frac{371{,}269}{378{,}01} = 0{,}98 \text{ лет.}$$

Таблица 5.3 – Показатели эффективности реализации проекта

Показатели	Ед.измерения	Значения
Капитальное вложение КВ	млн.тенге	371,269
Чистый дисконтированный доход NPV	млн.тенге	6,74
Индекс рентабельности PI		1,018
Срок окупаемости инвестиций Т	год	0,98

Заключение

В дипломном проекте выполнены расчеты и анализ по выбору напряжения в распределительных сетях РЭС-6 города Алматы подстанции №52, Ф-2. Определены параметры сети выбранного участка сети , построена схема замещения для расчетов в программе RastrWin, произведен расчет режима с существующими нагрузками для различных режимов . Расчет режимов при существующих нагрузках показал что, годовые потери равны 259183,6 кВт ч. уровни напряжения при использовании устройств РПН во всех узловых точках рассмотренной сети остаются в пределах нормы.

Для поддержания отклонений напряжения у приемников в допустимых пределах используется регулирование напряжения на трансформаторах в питающих центрах с помощью устройств РПН. Регулирование напряжения в распределительных сетях осуществляется по критерию оптимальности уровня напряжения и минимума потерь. Целесообразно обратить внимание сетевых предприятий на размеры их собственного ущерба от недостаточного качества электроэнергии. Для электроэнергетики постоянно актуальны вопросы рационального расходования каждого киловатт-часа электроэнергии при надлежащем ее качестве во всех звеньях, и, главным образом, при потреблении.

Оптимизация режима сети при использовании установкой КУ позволяет поддерживать уровни напряжения в пределах нормы, при этом годовые потери составили 64373,4 кВт. Уменьшение годовых потерь составляет 42,76%.

Также были рассмотрены вопросы безопасности жизнедеятельности и экономики.

Список литературы

1. Программа развития электроэнергетики до 2030 года.
2. Сайт http://www.azhk.kz/index.php/ru/#
3. http://www.rastrwin.ru/download/Files/HELP_RastrWin3_29_08_12.pdf
4. Абдимуратов Ж. С., Мананбаева С. Е. Безопасность жизнедеятельности. Методические указания к выполнению раздела «Расчет производственного освещения» в выпускных работах для всех специальностей. Бакалавриат – Алматы: АИЭС, 2009. – 20с.
5. Современные системы вентиляции и кондиционирования воздуха: [Учебное пособие] / Г. В. Нимич, В. А. Михайлов, Е. С. Бондарь. – К.: ТОВ «Видавничий будинок « Аванпост – Прим » 2003. – 630 с.: ил. – Библиогр.: с.625-627.
6. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 648с.
7. Рокотян С.С., Шапиро И.М. Справочник по проектированию электроэнергетических систем. 3-е изд. - М.: Энергоатомиздат, 1995. 349 с.
8. В.И. Идельчик. Электрические системы и сети. –М.: Энергоатомиздат, 1989. –592 с
9. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть станций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608с.
10. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей: Учебное пособие для студентов ВУЗов; под ред. В.М. Блок М.: Высшая школа, 1981.
11. Ю.С. Железко. Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях. Энергоатомиздат, 1989 – 178 с.