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 Умбетжанов Е.К.
(Ф.И.О., ученая степень, звание)
_____ «____» _____ **20____ г.**
(подпись)

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: Компенсация реактивной мощности в сетях 6-10 кВ города Балхаш

Специальность 5В071800 - Электроэнергетика

Выполнил (а) Матвеев В.А. ЭСС-12-2
(Фамилия и инициалы) группа

Научный руководитель ст. пр. Соколова И.С.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Консультанты:
по экономической части:

к.э.н., доцент Валиева Л.Ш.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «31» мая 2016 г.
(подпись)

по безопасности жизнедеятельности:

к.т.н., профессор Дюсебаев М.К.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «01» июня 2016 г.
(подпись)

Нормоконтролер: доцент АУЭС Тергеусизова М.А.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «31» 05 2016 г.
(подпись)

Рецензент: к.т.н. профессор КазНИУ Исаханов М.Ж.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «_____» _____ 20___ г.
(подпись)

Алматы 2016 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество

АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

Факультет Электроэнергетический
Специальность 5В071800
Кафедра Электрические станции, сети и системы

ЗАДАНИЕ
на выполнение дипломного проекта

Студент Матвеев Владислав Александрович
(фамилия, имя, отчество)

Тема проекта Компенсация реактивной мощности в сетях 6-10 кВ города Балхаш

утверждена приказом ректора № 148 от «19» сентября 2015 г.
Срок сдачи законченной работы «___» _____ 20___ г.
Исходные данные к проекту требуемые параметры результатов проектирования (исследования) и исходные данные объекта
Карта-схема рассматриваемого участка города Балхаш; электрическая схема рассматриваемого участка; нагрузки ТП; сечение, длина и марка проводов; тип, количество и мощность трансформаторов в ТП.

Перечень подлежащих разработке дипломного проекта вопросов или краткое содержание дипломного проекта:
1. Повышение эффективности работы городских распределительных сетей 6-10/0,4 кВ путем компенсации реактивной мощности
2. Анализ режимов работы электрических сетей 10/0,4 кВ города Балхаш.
3. Расчет режимов работы Фидерного пункта 1, фидер 210
4. Охрана труда и безопасность жизнедеятельности.
5. Экономическая эффективность статических батарей конденсаторов реактивной мощности в сетях 6-10 кВ.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

Расчет режимов и снижение потерь электроэнергии в распределительных сетях.
Однолинейная схема электроснабжения города Балхаш
Электрическая схема и карта схема города Балхаш фидерной линия 1, фидер 210.
Схема замещения выбранного участка
Расчет минимального и максимального режима работы с существующими нагрузками
Расчёт максимального и минимального режима работы с перспективой на 2030 год.
Расчет максимального и минимального режима работы после установки УК-0,4-66,7 У3*.

Рекомендуемая основная литература

1. „Справочник по проектированию электрических сетей" - Д.Л. Файбисович, 2012 г.
2. „Правила устройства электроустановок", - 2015 г.
3. „Электрооборудование станций и подстанций". Учебник Рожкова Л.Д., Козулин В.С. - 2013 г.

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
Безопасность	Джексембаев М.Е.	01.04 - 01.06.16	
Экономика	Валиева Л.Ш.	19.04 - 31.05.16	

ГРАФИК
подготовки дипломного проекта

№ п/п	Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления руководителю	Примечание
1.	Повышение эффективности работы городских распределительных сетей 6-10/0,4 кВ путем компенсации реактивной мощности	10.02.16.	
2.	Анализ режимов работы электрических сетей 10/0,4 кВ города Балаки	04.03.16	
3.	Расчет режимов работы Фидерного пункта 1 фидера 210	01.04.16	
4.	Охрана труда и безопасность жизнедеятельности	15.05.16	
5.	Экономическая эффективность статических батарей конденсаторов реактивной мощности в сетях 6-10 кВ.	05.05.16.	

Дата выдачи задания «____»_____20___ г.

Заведующий кафедрой _____ _____
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Руководитель _____ Соколова Н.С.
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Задание принял к исполнению студент _____ Матвеев В.А.
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Аннотация

В дипломной работе рассмотрены вопросы повышения эффективности работы городских распределительных сетей 6-10/0,4кВ путем компенсации реактивной мощности. Произведен расчет потерь активной мощности и электрической энергии на реальном участке распределительной сети в режиме без КРМ, а также для режима КРМ с установкой НБСК на шинах ТП-0,4кВ. Произведен технико-экономический расчет эффективности применения КРМ и определен срок окупаемости установки НБСК на шинах ТП-10кВ. На программе «RastrWin» произведен расчет и анализ результатов. Рассмотрены разделы «Безопасность жизнедеятельности» и «Экономика».

Annotation

The research paper discussed issues of improving the efficiency of urban distribution networks 6-10 / 0.4 kV by reactive power compensation. The calculation of the active power losses and power distribution on a real network station in the non-ASO, ASO and for mode setting on NBSK tire TA-0,4. Produced technical and economic calculation of efficiency of application of the ASO and the payback period of the installation is defined in the NBSK tires Transformer 10kV. On the program «RastrWin» The calculation and analysis of results. To the section "Safety" and "Economy".

Аңдатпа

Ғылыми-зерттеу жұмысы реактивті қуатты өтеу арқылы қалалық тарату желілерін тиімділігін 6-10 / 0,4 кВ жетілдіру мәселелерін талқылады. Емес автономды нақты желілік станциясында белсенді қуат шығындарын және электр тарату есептеу, ASO және NBSK шина ТА-0,4 бойынша режимі параметрі үшін. Автономды және орнату өтелу мерзімі қолдану тиімділігін Өндірілген техникалық-экономикалық есептеу NBSK шиналар трансформаторлық 10кВ анықталады. Бағдарламасы бойынша «RastrWin» нәтижелерін есептеу және талдау. Бөлімінде «Қауіпсіздік» және «Экономика» үшін.

Содержание

Введение 7

1 Повышение эффективности работы городских распределительных сетей 6-10/0,4 кВ путем компенсации реактивной мощности 8

1.1 Общее представление о реактивной мощности 8

1.2 Реактивная мощность и коэффициент мощности электрической сети 10

1.3 Способы улучшения качества электроэнергии 11

1.4 Компенсация. Способы компенсации реактивной мощности в распределительных сетях 12

1.5 Статические конденсаторы для компенсации реактивной мощности 21

1.6 Выбор мощности НБСК 23

1.7 Постановка задачи 24

2 Анализ режимов работы электрических сетей 10/0,4 кВ, города Балхаш 25

2.1 Общие сведения об электроснабжении города Балхаш 25

2.2 Составление схемы замещения, расчет параметров сети и построение суточных графиков нагрузки 29

3 Расчет режимов работы ФП-1, фидер-210 33

3.1 Краткое описание работы программы “RASTR 33

3.2 Расчет работы сети в программе RastrWin до установки БСК на шины 0,4кВ 34

3.3. Расчет работы выбранного участка сети с перспективой на 2030 год 40

3.4 Расчет работы выбранного участка сети с установкой статических батарей конденсаторов на шины 0,4 кВ трансформаторных подстанций 46

3.5 Анализ результатов расчетов 52

4 Охрана труда и безопасность жизнедеятельности 52

5 Экономическая эффективность статических батарей конденсаторов реактивной мощности в сетях 6-10 кВ 61

Заключение 67

Список литературы 68

Введение

На сегодняшний день решение вопроса повышения эффективности работы городских распределительных сетей 6-10/0,4кВ является одним из наиболее актуальных и значимых ввиду того, что современное состояние электрических сетей Республики Казахстан характеризуется значительным снижением технико-экономических показателей. Это объясняется тем, что модернизация существующих сетей не успевает за темпами развития инфраструктуры городов и непрерывным ростом электрических нагрузок.

Так как основными критериями оценки эффективной работы распределительных электрических сетей является уровень потерь электроэнергии и пропускная способность сети, то повышение эффективности работы распределительных сетей принято рассматривать в рамках решения вопрос энергосбережения и минимизации потерь электрической энергии.

Снижение потерь электрической энергии может быть достигнуто за счет за счет технического переоснащения, проводимой реконструкции, повышения пропускной способности в линиях, надежности работы электрических сетей и сбалансированности их режимов. Увеличение пропускной способности может быть получено путем применения различных режимных и технических мероприятий. Но все вышеперечисленные мероприятия не только капиталоемкие, но и достаточно сложные для реализации и внедрения. Поэтому одним из наиболее простых в реализации и действенных способов повышения эффективности работы городских распределительных сетей 6-10/0,4кВ за счет увеличения пропускной способности и минимизации потерь электрической энергии является компенсация реактивной мощности.

На сегодняшний день уровень потерь электрической энергии достигает 30-40 % от потерь активной мощности, которые составляют около 9–10%. Таким образом, компенсация реактивной мощности позволяет за счет уменьшения потока реактивной мощности позволяет увеличить пропускную способность, снизить потери электрической энергии, и тем самым повысить эффективность работы городских распределительных сетей 6-10/0,4 кВ.

В данной работе рассмотрены вопросы повышения эффективности работы городских распределительных сетей 6-10/0,4 кВ путем компенсации реактивной мощности. Произведен расчет потерь активной мощности и электрической на реальном участке распределительной сети в режиме без КРМ, а также для режима с КРМ. Произведен выбор конденсаторных батарей и их мощности и определен срок окупаемости данных установок на шинах ТП-0,4кВ.

1 Повышение эффективности работы городских распределительных сетей 6-10/0,4 кВ путем компенсации реактивной мощности

1.1 Общее представление о реактивной мощности

Для формирования электромагнитных полей в электродвигателях, трансформаторах, и линиях требуется реактивная мощность Q.

Принципиальной характерной чертой передачи и распределения электроэнергии переменным током является вероятность ее неоднократного преобразования до предпочтительных параметров в трансформаторах многообразной мощности и назначения. Обыкновенная работа трансформаторов и большого количества потребителей, характеризующихся индуктивным сопротивлением, построена на периодическом накоплении энергии. Деятельность периодического накопления энергии, которая является характерной и для емкости в цепи переменного тока, обуславливает особенности передачи электроэнергии от источника к потребителю.

Основополагающими параметрами характеризующими работу систем электроснабжения, во всяком самостоятельном режиме и в каждом отдельном узле, являются мощность и напряжение. Общее представление мощности при передаче электроэнергии переменным током многообразно. При синусоидальных - напряжение и ток.

$$U = U_m \sin\omega i n; \tag{1.1}$$

$$I = I_m \sin(\omega i - \varphi), \tag{1.2}$$

где φ – угол сдвига между напряжением и током, моментальное значение мощности в цепи равно.

$$p = ui = UI\cos\varphi - UI\cos(2\omega I - \varphi). \tag{1.3}$$

беспрерывно положительна и трансформируется с удвоенной угловой частотой 2ω от нуля до 2UI. Среднее значение мгновенной мощности за период, называющее активной мощностью, равно i.

$$p = UI. \tag{1.5}$$

При чисто индуктивной и чисто емкостной нагрузке, φ = ±90°, соответственно имеем:

$$p_L = -UI\cos(2\omega I + 90^0) = UI\sin 2\omega Is \tag{1.6}$$

$$p_C = -UI\cos(2\omega I - 90^0) = UI\sin 2\omega Is \qquad (1.7)$$

Из приведенных выражений вытекает, что мгновенная мощность изменяется по синусоидальному закону с двойной частотой, а среднее ее значение за период и в этом, и в другом случае равно нулю. С помощью емкости и индуктивности активная мощность P=0 при протекании переменного тока, но происходит постоянный обмен энергией между источником питания магнитным полем индуктивности или электрическим полем емкости.

Мгновенная мощность имеет постоянную составляющую и синусоидальную при смешанной нагрузке $\varphi \neq 0$, изменяющуюся с двойной частотой. Таким образом, в процессе каждого периода имеются промежутки времени, когда напряжение и ток имеют разные направления, и тогда мощность отрицательна, т. е. поступает не в цепь, а возвращается к источнику.

Совокупность энергии, генерируемая источником за период переменного тока, равно:

$$W = \int_0^t p(t)dt = \int_0^{\frac{2\pi}{\omega}} UI\cos\varphi dt - \int_0^{\frac{2\pi}{\omega}} UI\cos(2\omega o - \varphi)dt = \frac{2\pi}{\omega} UI\cos\varphi. \qquad (1.8)$$

Полученное выражение показывает, что только постоянная составляющая мгновенной мощности UI cosφ является активной мощностью, которое требует затрат энергоносителя (топлива) для ее генерации и позволяет выполнять полезную работу.

Сказанное выше чисто формально определяет, представляет о реактивной мощности как составляющей мгновенной мощности, изменяющейся с двойной частотой, с существованием которой связано смену движения мгновенной мощности в течение полупериода. Конкретно на это можно пролить свет только присутствием в электрической сети компонентов, в которых может быть периодический запас и передача энергии.

Благодаря тому, что общая энергия за период, соединенная с существованием реактивной мощности, равна нулю, то можно объяснить, что реактивная мощность, не принимая участия в совершении полезной работы, гарантирует возможность ее совершения и нагружает сеть вспомогательным током, импульсирующим между источником и потребителем.

Характеризуются абсолютной мощностью S электрические машины, аппараты и установки, представляющей собой произведение действующих значений напряжения и тока.

$$S = UI = UIe^{j\varphi} = Se^{j\varphi} = UI\cos\varphi + jUI\sin\varphi = P + jQ_2. \qquad (1.9)$$

Отсюда следует, что реактивная мощность $Q=UI\sin\varphi$ характеризуют ту часть полной мощности, которая связана с обменом энергии.

Относительность понятия реактивной мощности и процесс повторяющегося обмена энергией не дают возможности говорить ни о сумме ее, ни о ее движении за незначительный промежуток времени, отличающийся от полупериода. В том месте, где это возможно, при условии симметрии и синусоидальности токов и напряжений, выгодно поставить ее знак в соответствии с направлением относительной передачи. Вследствие того, что обыкновенно в цепях потребителей проходит ток, запаздывающий по фазе от напряжения, и поэтому ток в цепи обмотки статора генератора считается отвечающим номинальным условиям, а реактивной мощности приписывается положительное направление. При работе генератора в индуктивном режиме подобает выражаться, что он «генерирует» реактивную мощность, которая достается пользователям этой реактивной мощности. В случае если реактивная составляющая тока нагрузки опережает напряжение, то нагрузка заделывается уже не потребителем, а генератором реактивной мощности. Благодаря этому составляющие электрической системы, провоцирующие появление опережающего тока, в частности, конденсаторы, можно воспринимать как источники реактивной мощности.

Формальное деление полной мощности на активную и реактивную составляющие в подавляющем большинстве случаев не противоречит физическому смыслу процессов выработки и распределения электроэнергии переменным током. Оно дает возможность в достаточной степени просто и с продолжительной степенью точности рассчитывать важнейшие вопросы расчета режимов и выбора оборудования. Однако следует снова акцентиовать внимание на том, что это применительно только к симметричным синусоидальным сетям и распространение понятия реактивной мощности на альтернативно более непростые случаи требует соответствующих доказательств [1].

1.2 Реактивная мощность и коэффициент мощности электрической сети

Электроприемники, подключённые к электрической сети, потребляют как активную, так и реактивную мощность, которые вырабатываются синхронными генераторами и передаются через электрические сети.

Активная мощность, потребляемая электроприёмниками, преобразуется в механическую энергию электрическими машинами, в световую энергию источниками света, в тепловую энергию нагревательными приборами, также в другие виды энергии и определённый процент активной энергии расходуется на потери.

Реактивная мощность не связана с полезной работой электроприёмников и расходуется на создание электромагнитных полей в трансформаторах и электродвигателях и линиях. Из курса ТОЭ известно, что

реактивная мощность может иметь индуктивный и ёмкостной характер. Так как электроприёмниками в основном являются асинхронные электродвигатели, то индуктивную реактивную мощность принято называть нагрузочной или потребляемой, а ёмкостную реактивную мощность генерируемой, потому что синхронные генераторы в основном работают с опережающим по фазе током [2].

Основными потребителями индуктивной реактивной мощности являются:

- асинхронные двигатели переменного тока потребляющие до 65-70 % от общей мощности;
- силовые и сварочные трансформаторы до 20-25 % от общей мощности;
- электрические сети, реакторы, люминесцентные лампы и прочие электроприёмники до 10 % от общей мощности.

Наиболее оптимальными коэффициентами мощности электрической сети являются $\cos\varphi = 0{,}92 \div 0{,}95$.

Конденсаторы изготовляют на напряжение 220, 380, 660, 6300 и 10 500 В в однофазном и трехфазном исполнениях для внутренней и наружной установки. Они бывают масляные (К.М) и соволовые (КС). Диэлектрическая проницаемость совола примерно вдвое больше, чем масла. Однако допустимая отрицательная температура составляет —10 °С для соволовых конденсаторов, в то время как масляные могут работать при температуре — 40° С. Широкое применение конденсаторов для компенсации реактивной мощности объясняется их значительными преимуществами по сравнению с другими видами КУ: незначительные удельные потери активной мощности до 0,005 кВт/квар, отсутствие вращающихся частей, простота монтажа и эксплуатации, относительно невысокая стоимость, малая масса, отсутствие шума во время работы, возможность установки около отдельных групп ЭП и т.д. [6].

1.3 Способы улучшения качества электроэнергии

Для устранения значительных отклонений напряжения и снижения колебаний применяются следующие способы регулирования напряжения:

1. Применением силовых трансформаторов с устройствами регулирования напряжения под нагрузкой (РПН) на стороне высокого напряжения;
2. Линейные вольтдобавочные трансформаторы с регулированием под нагрузкой;
3. Применение генераторов местных электростанций крупных предприятий;
4. Применение синхронных двигателей с автоматическим регулированием тока возбуждения;
5. Синхронные компенсаторы для узловых распределительных подстанций района электрических сетей с силовыми трансформаторами

мощностью 63000кВА и более и напряжением на высокой стороне 220кВ и выше;

6. Конденсаторные установки и батареи для продольной и поперечной компенсации реактивной мощности;

7. Статические источники реактивной мощности.

Для устранения отклонения частоты менее 48 Гц при увеличении нагрузки на шинах электростанций должна предусматриваться автоматическая частотная разгрузка (АЧР), которая автоматически отключает от шин неответственных потребителей 3 категории.

Для устранения несимметрии напряжений рекомендуется применение в основном трехфазных электроприёмников и ограничение однофазных электроприёмников не более 2%, а также равномерное распределение однофазных электроприёмников, подключённых к трёхфазной сети или подключение дополнительных реактивных катушек и сопротивлений.

Для устранения несинусоидальности формы кривой напряжений и токов и устранения высших гармоник применяются трёхфазные резонансные фильтры, включаемые параллельно в сеть «звездой» и настраиваемых на определённые частоты [3].

1.4 Компенсация. Способы компенсации реактивной мощности в распределительных сетях

Способы искусственной поперечной компенсации реактивной мощности, требующие применения больших затрат на установку специальных компенсирующих устройств, являющиеся источниками реактивной энергии:

- применение конденсаторных установок и батарей, включаемых параллельно электроприёмниками реактивной мощности на напряжении 0,4 – 10,5кВ;

- применение синхронных компенсаторов, включаемых на стороне низкого напряжения узловых распределительных подстанций 6 - 10,5кВ;

- применение статических источников реактивной мощности, включаемые параллельно с электроприёмниками реактивной мощности с резкопеременной ударной нагрузкой на напряжении 0,4 – 10,5кВ (дуговые печи, индукционные печи, прокатные станы и т.д.).

При выборе источников реактивной мощности необходимо учитывать их достоинства и недостатки.

Достоинства конденсаторных установок: незначительные удельные потери активной мощности до 0,005кВт/кВар; отсутствие вращающих частей, облегчение эксплуатации; простота монтажа; относительно невысокая стоимость, масса, габариты; отсутствие шума во время работы.

Недостатки конденсаторных установок: пожароопасность, так как минеральное масло в конденсаторах при больших температурах может возгореться; наличие остаточного заряда, что повышает опасность при эксплуатации; чувствительность к перенапряжениям и толчкам тока, что

может привести к выходу из строя конденсаторных установок; возможность только ступенчатого регулирования реактивной мощности, что может привести к перекомпенсации при минимальных нагрузках.

Достоинства синхронных компенсаторов: возможность плавного и автоматического регулирования реактивной мощности и напряжения в большом диапазоне, что облегчает эксплуатацию персонала; увеличение статической и динамической устойчивости в энергосистемы, что приводит к высокой надёжности энергосистемы, из-за малой зависимости вращающего момента от колебаний напряжения; возможность в период минимальных реактивных нагрузок потреблять реактивную мощность при недовозбуждении, что позволяет снизить напряжение в электрических сетях и предотвратить пробой изоляции электрооборудования.

Недостатки синхронных компенсаторов: высокая стоимость и значительные капитальные затраты, поэтому они устанавливаются только на узловых распределительных подстанциях где их установка целесообразна; значительные удельные потери активной мощности до 0,027 кВт/кВАр; наличие вращающих частей требует необходимого технического обслуживания; значительные габариты, масса, занимаемая производственная площадь и наличие шума при работе [3].

Выбор мощности и места установки компенсирующих устройств (статических тиристорных компенсаторов и синхронных компенсаторов, батарей конденсаторов шунтовой и продольной компенсации, управляемых и неуправляемых шунтирующих реакторов и других регулируемых средств компенсации реактивной мощности) в основной и распределительной сети производится исходя из необходимости повышения пропускной способности сети в нормальных и послеаварийных режимах, условий включения линий, защиты от внутренних перенапряжений, поддержания необходимых уровней напряжения, обеспечения непрерывного быстрого регулирования напряжения.

Наиболее энергоэффективным аппаратом является конденсаторная установка, получившая огромное распространение, как в западных странах, так и на постсоветском пространстве - в настоящее время.

Конденсаторные батареи являются простым и безопасным неподвижным аппаратом. Конденсаторные батареи составляют из самостоятельных конденсаторов, которые выпускаются на разные мощности и номинальные напряжения.

Конденсатор — это аппарат, который состоит из двух проводников, разъединенных диэлектриком. Конденсатор, если к нему применено напряжение, имеет возможность накоплять постепенно электрический заряд (заряжаться) и отдавать его (разряжаться). В пространстве между проводниками, которые имеют любую форму, при заряде конденсатора возникает электрическое поле. Заряд конденсатора тем больше, чем больше его емкость и примененное к его проводникам напряжение. В свою очередь, емкость конденсатора, тем больше, чем больше внутренняя плоскость

проводников, образующих конденсатор, и чем меньше расстояние между данными проводниками [6].

Область между проводниками наполнено диэлектриком, т.е. материалом, имеющим в своем распоряжении высокие изоляционные свойства или, можно сказать, очень низкую электропроводность. К этим материалам имеют отношение, например, воздух, конденсаторная бумага, керамика, синтетическая пленка. Диэлектрик, используемый в конденсаторах, обязан быть наделенным высокой электрической прочностью, т.е. хранить свои изолирующие свойства при высоком напряжении и малочисленной толщине (10-15 мкм). Класс диэлектрика для конденсаторов тем выше, чем выше его диэлектрическая проницаемость, т.е. производство аккумулировать электрический заряд. Например, условная диэлектрическая проницаемость конденсаторной бумаги, насыщенной маслом, составляет 3,5-4, а полистирольной пленки - 2,5-2,7. Итак, емкость конденсатора, измеряемая в микрофарадах (мкФ), составляет

$$C = \varepsilon \cdot S \cdot 10^{-6}/d \qquad (1.10)$$

где ε — диэлектрическая проницаемость, Ф/м;

S — площадь поверхности обкладок (проводников) конденсатора, $м^2$;

d — расстояние между обкладками (толщина диэлектрика, разделяющего эти обкладки), $м \cdot 10^{-6}$.

Характеризуется потерями активной мощности конденсатор, как и любой элемент электроэнергетической системы, которые приводят к его нагреву. Такие потери тем больше, чем выше направленное напряжение, его частота и емкость конденсатора. Потери в конденсаторе находятся в зависимости и от свойств диэлектрика, характеризуемых тангенсом угла диэлектрических потерь (tgφ) и характеризующих удельные потери (Вт/кВар) в конденсаторе. Потери в них могут составлять от 0,5 до 4 Вт/кВар, в зависимости от типа и назначения конденсатора.

В электроэнергетике для компенсации реактивной мощности используют так называемые косинусные конденсаторы, предназначенные для работы при частоте напряжения 50 Гц. Их мощность составляет от 10 до 100 кВар.

Конструктивно конденсатор представляет собой металлический (стальной или алюминиевый) корпус, в котором располагаются секции (пакеты), накрученные из незначительных покровов алюминиевой фольги, проведших конденсаторной бумагой или синтетической пленкой толщиной 10—15 мкм (0,01—0,015 мм). Объединенные между собой секции имеют выходы, располагающие за пределами корпуса, в его верхней части.

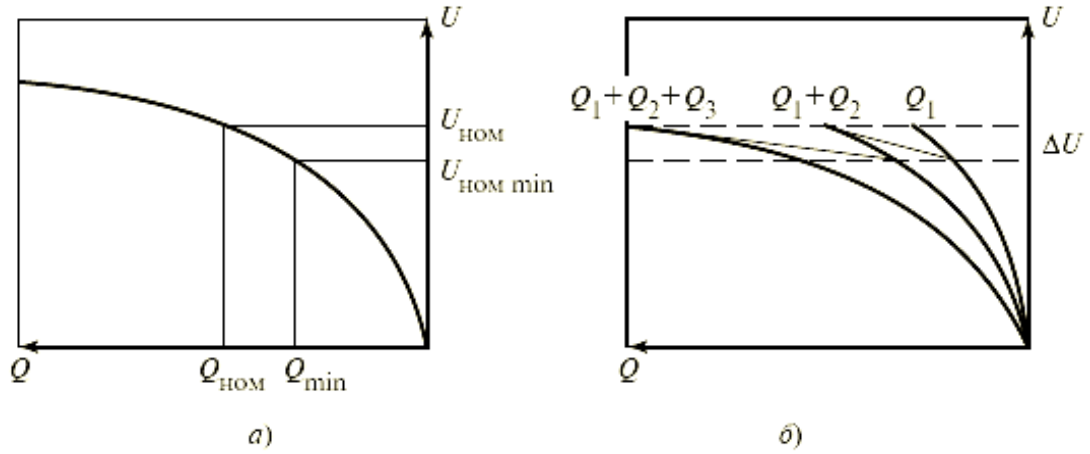
Трехфазные конденсаторы имеют три фарфоровых выхода, однофазные — один.

Шкала номинальных напряжений конденсаторов находится в промежутке от 230 В до 10,5 кВ, что дает возможность собирать из них установки для сетей напряжением от 380 В и выше. Они обладают отличной перегрузочной способностью по току (до 30 % от номинального) и по напряжению (до 10 % от номинального). Конденсаторной батареей называют группу конденсаторов, объединенных между собой параллельно или последовательно, или параллельно-последовательно.

Оснащенная коммутационной техникой конденсаторная батарея, средствами защиты и управления, создает конденсаторную установку.

Мощность, генерируемая конденсаторной батареей, при заданной ею емкости С пропорциональна квадрату приложенного напряжения и его частоте $Q_{КБ} = U^2\omega C$.

Благодаря этому нерегулируемые конденсаторные батареи обладают отрицательным регулирующим эффектом, что, в отличие от синхронных компенсаторов, является их изъяном. Это означает, что мощность конденсаторной батареи уменьшается с уменьшенным приложенным напряжением, тогда как по обстоятельствам системы эту мощность обязательно нужно будет увеличивать.



а – состоящей из одной секции; б – состоящей из трех секций

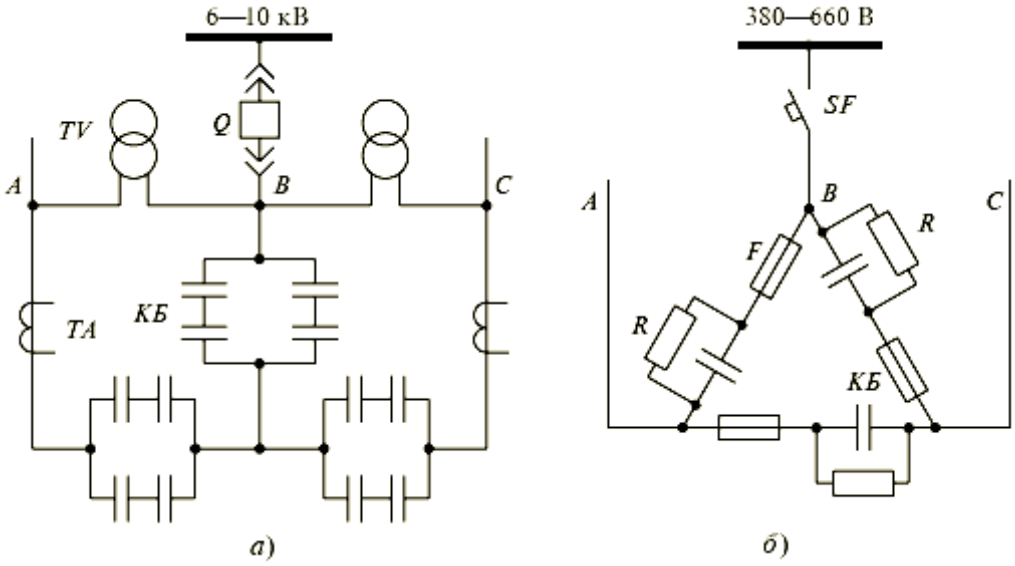
Рисунок 1.1 – Постоянные характеристики конденсаторной установки

Регулирующий эффект конденсаторной установки по реактивной мощности был указан на рисунке 1.1 а, а конденсаторную установку, состоящей из нескольких секций, - на рисунке 1.1 б. Как видно из рисунка. 1.1 а, при снижении напряжения от $U_{ном}$ до U_{min} реактивная мощность снижается пропорционально квадрату напряжения от $Q_{ном}$ до Q_{min}.

Преодолевание данного дефекта устанавливают в вырабатывании конденсаторной батареи из некоторых секций, каждая из которых, управляемая регулятором напряжения и/или мощности, подключается к сети через свой выключатель, увеличивая таким образом емкость батареи в конечном итоге. Это и дает возможность увеличивать суммарную мощность конденсаторной батареи при снижении напряжения. Таким образом,

мощность конденсаторной установки при снижении напряжения возрастает моментами Q_1, $Q_1 + Q_2$, $Q_1 + Q_2 + Q_3$, как указано на рисунок 1.1 для конденсаторной установки, состоящей из трех секций конденсаторных батарей.

Требует включения в регулятор напряжения конденсаторной установки зоны нечувствительности ΔU периодичное регулирование. Около этой зоны при снижении напряжения подключение текущей секции невозможно. Неосуществление данного требования повергло бы к изменчивой работе конденсаторной установки. Ширина зоны нечувствительности обязана быть значительно больше, чем возрастание напряжения, спровоцированное подключением очередной секции конденсаторной установки. В обратном случае напряжение на конденсаторной установке добьется напряжения уставки срабатывания на отключение данной секции через некоторое время после ее включения. Возможность аналогичного эффекта тем больше, чем больше мощность подключаемой секции и чем меньше зона нечувствительности регулятора конденсаторной установки.



а – для сети 6–10 кВ; б – для сети 380 В

Рисунок 1.2 – Принципиальная схема одной трехфазной секции конденсаторной установки

Состоит, как правило, из нескольких секций, имеющих общую систему управления конденсаторная установка. Собираются из трехфазных конденсаторов, включенных параллельно, низковольтные конденсаторные установки напряжением 380 В. Могут использовать предохранители для защиты таких конденсаторных установок от коротких замыканий и перегрузки. Собираются из однофазных конденсаторов, включенных последовательно-параллельно высоковольтные конденсаторные установки.

Подключение конденсаторной установки сопровождается рывками тока, а отключение — перенапряжением, что отрицательно оказывает влияние на

сроке работы конденсаторов и коммутационной аппаратуры. Благодаря этому конденсаторную установку, оборудованную выключателями (контакторами), не советуется включать-выключать больше чем 2—4 раз за сутки. Для лимита рывков тока конденсаторы перед включением без сомнения обязаны быть разряжены посредством разрядных резисторов R или трансформаторов напряжения TV. Обыденно такие устройства каждодневно подсоединены к конденсаторам, а резисторы могут быть вделаны в центре конденсатора [2].

Таким образом данные конденсаторные установки полезны только для регулирования реактивной мощности с целью обеспечивания ею соотношения в той или иной точке сети или в узле нагрузки. В данном режиме конденсаторную установку используют для снижения потерь напряжения в подающей сети, а также потерь мощности и электроэнергии. И в том, и в другом случае эффект выявляется за счет компенсации реактивной мощности, протекающей по линии, питающей нагрузку.

Конденсаторы очень чувствительны к искажениям синусоидальной формы кривой напряжения в силу их параметрических свойств, т.е. к высшим гармоникам тока. Безусловно, сопротивление конденсатора $X_C = 1/(n \cdot \omega \cdot C)$ тем меньше, чем выше частота $n \cdot \omega$ гармоники в несинусоидальной кривой приложенного напряжения. В конечном итоге с помощью высших гармоник, проходящих в конденсатор, активно увеличиваются и потери мощности ΔP в конденсаторах, что приводит к их дополнительному нагреву:

$$\Delta P = \sum U_{(n)}^2 \cdot n \cdot \omega \cdot C \cdot tg\delta \qquad (1.11)$$

где $U_{(n)}$ — напряжение гармоники;

n —порядок гармоники;

C — емкость конденсатора;

$\omega = 2\pi f$ — частота напряжения сети (f = 50 Гц);

tgδ — характеристика диэлектрика конденсатора.

Параметрическое свойство конденсаторов свободно применяют при разработке фильтрокомпенсирующих установок.

Восприимчивость конденсаторной батареи к высшим гармоникам всегда обязана учитываться при использовании конденсаторов в электрических сетях. Использование конденсаторной батареи связано с возможностью резонансных явлений благодаря формированию индуктивными и емкостными элементами сети последовательных и параллельных цепей. Резонансные явления будут сопровождаться усилением напряжений (резонанс напряжений) или токов (резонанс токов) на частотах выше номинальной (50 Гц), предопределенных присутствием в сети источников высших гармоник тока. На резонансной частоте индуктивное $X_{L(n)}$ и емкостное $X_{C(n)}$ сопротивления одинаковы, т.е. $n\omega L = 1/(n\omega C)$, где $X_{L(n)} = n\omega L$ — входное сопротивление сети в точке подключения конденсаторной батареи, сопротивление которой $X_{C(n)} =$

1/(n·ω·C). Таким образом, всегда при выборе мощности конденсаторной батареи и, следовательно, ее сопротивления, и кроме того, места подключения конденсаторной батареи непременно нужно прийти к убеждению, что резонансные явления отключены. Данное указание имеет отношение и к конденсаторной батареи, поступающим в состав фильтро-компенсирующих устройств.

При весомых колебаниях реактивной мощности используют конденсаторные установки с автоматическим регулированием, а при постоянных реактивных нагрузках нерегулируемые конденсаторные установки.

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

- обстоятельства работы от минус 60º градусов до плюс 50º градусов Цельсия.

- небольшие удельные потери активной мощности (собственные потери нынешних низковольтных косинусных конденсаторов не превышают 0,5 Вт на 1000 ВАр);

- недостатки вращающихся деталей;
- нетяжелый монтаж и эксплуатация;
- сравнительно небольшие капиталовложения;
- право выбора любой подходящей мощности компенсации;
- право установки и подключения в любой точке электросети;
- отсутствие шума во время работы;
- малые эксплуатационные затраты.

Недостатки: дорогостоящие по стоимости сравнительно с нерегулируемыми конденсаторными установками.

Недостатки же нерегулируемых конденсаторных батарей:

- нерегулируемость напряжения в сети;

- большие токи короткого замыкания, которые в этом случае ограничиваются только активным сопротивлением линии;

- трудности управления при переменной нагрузке;

- перенапряжения при резких изменениях нагрузки.

Спиральная возвратная пружина реле не может иметь следов окисления; витки пружины расположены в одной плоскости, перпендикулярной оси реле. Пружина может иметь только правильную спиральную форму, между витками обязан сохраняться равный зазор при повороте подвижной системы вокруг оси в рабочих пределах. Расстояние между подвижным *1* и неподвижным *2* контактами регулируется положением правого упора *6* подвижной системы и должно быть равно 1-1,5 мм.

Четкость работы контактов реле в значительной мере зависит от угла встречи контактов *а*. Чем больше этот угол, тем большую мощность могут разорвать контакты реле.

Централизованная компенсация, при которой определенное число конденсаторов подключается к главному или групповому распределительному

шкафу, или к подстанции. Такую компенсацию применяют, обычно, в больших электрических системах с переменной нагрузкой. В результате от реактивной мощности разгружается только трансформаторы на подстанции, а внутризаводские, городские – жилые помещения в сети остаются не разгруженными.

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.

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). С целью повышения надежности конденсаторных установок в точках их подключения разработаны фильтрокомпенсирующие устройства напряжением 6,3 и 10,5 кВ, мощностью от 150 до 450 кВар, компенсируют мощность и уменьшают искажения, вносимые нелинейными нагрузками [2].

Регулирование мощности конденсаторных установок может производиться вручную или автоматически. Регулирование вручную нельзя считать достаточно надежным способом регулирования, так как оно существенно зависит от различных субъективных факторов. Ручное регулирование является приемлемым на тех предприятиях, где осуществляется диспетчерское управление режимами работы энергетического оборудования.

Автоматическое регулирование мощности конденсаторных установок может осуществляться по следующим параметрам: времени суток, напряжению, току нагрузки, значению и направлению реактивной мощности. Выбор параметра регулирования определяется конкретными условиями - характером графиков активной и реактивной нагрузок, характеристиками сети, режимом напряжения в сети.

В настоящее время существует целый ряд контроллеров, которые реализуют функции регулирования и защиты автоматическим управлением компенсации реактивной мощности.

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, группы нефтекачалок, насосные станции);
- максимально использовать мощность автономных дизельных, газовых генераторов (судовые электроустановки, электроснабжение геологических разведывательных компаний, стройплощадок, установок разведочного бурения);
- облегчить пуск и работу безударного плавного пуска 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, так как нет перекомпенсации, возможной при использовании нерегулируемых конденсаторных установок;
- визуально отслеживаются все основные параметры компенсируемой сети.

Обычно для проверки правильности включения реле направления мощности защит от между фазных кротких замыканий имитируется симметричное трехфазное короткое замыкание, поскольку его имитировать проще, чем двухфазное.

При симметричном трехфазном коротком замыкании во всех фазах протекают равные токи, отстающие от своих фазных напряжений на угол, определяемый соотношением величин активного и реактивного сопротивлений линий до места короткого замыкания. Напряжения всех фаз также равны между собой и сдвинуты друг относительно друга на угол 120°.

Векторная диаграмма токов и напряжений в первичной сети при симметричном трехфазном коротком замыкании на защищаемом присоединении принципиально не отличается от диаграммы нагрузочного режима, когда активная и реактивная мощности направлены от шин подстанции. Поэтому при имитации трёхфазного короткого замыкания во время проверки реле направления мощности, включенных на полный токи и напряжения, никаких переключений в цепях тока и напряжения производить

не требуется. При проверке наблюдают за поведением реле под действием тока нагрузки и рабочего напряжения. При этом на подвижную систему реле воздействует момент на срабатывание или на заклинивание в зависимости от угла между током и напряжением. Действие реле фиксируется в протоколе проверки.

Число секций регулируемой конденсаторной батареи должно выбираться в зависимости от характера графика потребления реактивной мощности. Во многих случаях оказывается достаточным ограничиться тремя - четырьмя секциями. При значительной неравномерности графика электрических нагрузок по часам суток число секций может быть увеличено до пяти-шести. Дальнейшее увеличение числа секций не рекомендуется, так как это усложняет и удорожает установку. Необходимость применения батарей с числом секций, большим шести, должна быть подтверждена технико-экономическими расчетами.

Для того чтобы при резко неравномерном графике реактивной нагрузки добиться наилучшего эффекта с наименьшим числом секций, а следовательно, и с наименьшими затратами на коммутационную аппаратуру, целесообразно выполнить конденсаторные установки из секций, значения мощности которых составляют геометрическую прогрессию. Так, например, при установке, состоящей из трех секций мощностью 100, 200 и 400кВар, можно получить семь ступеней регулирования от 100 до 700кВар включительно. При трех секциях, значения мощности которых составляют арифметическую прогрессию 100, 200 и 300кВар), можно получить только шесть ступеней регулирования - от 100 до 600кВар, а при трех секциях равной мощности, но 100кВар) получаются только три ступени - от 100 до 300кВар. Суммарная мощность нерегулируемых компенсирующих устройств, как правило, не должна превышать величину наименьшей реактивной нагрузки.

Размещать установки компенсации лучше всего вблизи распределительного щита, т.к. в этом случае упрощается их присоединение к электросети [2].

1.5 Статические конденсаторы для компенсации реактивной мощности

Статические конденсаторы получили наибольшее распространение как средство компенсации реактивной мощности. Основными достоинствами статических конденсаторов для компенсации реактивной мощности являются:

1) незначительные потери активной мощности, лежащие в пределах 0,3-0,45 кВт на 100 кВар;

2) отсутствие вращающихся частей и сравнительно малая масса установки с конденсаторами, а в связи с этим отсутствие необходимости в фундаменте;

3) более простая и дешевая эксплуатация, чем других компенсирующих устройств;

4) возможность увеличения или уменьшения установленной мощности в зависимости от потребности;

5) возможность установки статических конденсаторов в любой точке сети: у отдельных электроприемников, группами в цехах или крупными батареями.

Кроме того, выход из строя отдельного конденсатора, при надлежащей его защите, не отражается обычно на работе всей конденсаторной установки.

Статические конденсаторы классифицируются по следующим признакам: номинальному напряжению, числу фаз, роду установки, виду пропитки, габаритным размерам.

Для компенсации реактивной мощности электроустановок переменного тока частотой 50 Гц отечественной промышленностью выпускаются конденсаторы на следующие номинальные напряжения: 220 - 10500 В.

Конденсаторы напряжением 220-660 В выпускаются как в однофазном, так и в трехфазном (соединение секций треугольником) исполнении, а конденсаторы напряжением 1050 В и выше — только в однофазном.

Конденсаторы с возможностью выполнения трехфазных конденсаторных установок напряжением 3,6 и 10 кВ со схемой соединения в звезду.

Конденсаторы напряжением 1050, 3150, 6300 и 10500 В применяются для выполнения трехфазных конденсаторных установок напряжением 1, 3, 6 и 10 кВ со схемой соединения в треугольник. Эти же конденсаторы используются и в конденсаторных установках более высоких напряжений.

По роду установки конденсаторы всех номинальных напряжений могут изготавливаться как для наружных, так и для внутренних установок.

Конденсаторы для наружных установок изготавливаются с внешней изоляцией (изоляторы выводов) на напряжение не ниже 3150 В. По виду пропитки конденсаторы разделяются на конденсаторы с пропиткой минеральным (нефтяным) маслом и конденсаторы с пропиткой синтетическим жидким диэлектриком.

Основными элементами конструкции конденсаторов являются бак с изоляторами и выемная часть, состоящая из батареи секций простейших конденсаторов.

Конденсаторы единой серии напряжением до 1050 В включительно изготавливают со встроенными плавкими предохранителями, последовательно соединенными с каждой секцией. Конденсаторы более высокого напряжения не имеют встроенных плавких предохранителей и требуют отдельной их установки. В этом случае осуществляется групповая зашита конденсаторов плавкими предохранителями. При выполнении групповой защиты в виде плавких предохранителей один предохранитель защищает каждые 5—10 конденсаторов, причем номинальный ток группы не

превышает 100 А. Кроме того, устанавливаются общие предохранители для всей батареи.

Для конденсаторов напряжением 1050 В и ниже, имеющих встроенные предохранители, устанавливаются также общие предохранители для батареи в целом, а при значительной мощности батареи — и для отдельных секций.

В зависимости от напряжения сети трехфазные батареи конденсаторов могут комплектоваться из однофазных конденсаторов с последовательным или параллельно — последовательным соединением конденсаторов в каждой фазе батареи [9].

1.6 Выбор мощности НБСК

Динамика изменения суточных графиков нагрузок показывает, что компенсация реактивной мощности нерегулируемыми конденсаторными батареями выше 50% приводит к обратному эффекту увеличению потерь в часы ночного провала, т.е. перекомпенсации в трансформаторах. Поэтому, выбор мощности нерегулируемой конденсаторной батареи производится по суточному графику нагрузки. Оптимальная степень компенсации реактивной мощности не должна превышать 50% от максимального значения Q_n зафиксированного в течении суток, но и не превышать минимального значения Q_n, т.е. при выборе средств компенсации и режима их работы в распределительной сети должно соблюдаться условие:

$$Q_{ку} \leq Q_{min} \leq 50\% \cdot Q_{max} \qquad (2.3)$$

В соответствии с графиком нагрузок будем определять оптимальную мощность нерегулируемых конденсаторных батарей (НБСК) согласно номенклатуре Усть-Каменогорского конденсаторного завода. Этот выбор предполагает компенсацию реактивной мощности путем установки нерегулируемых батарей статических конденсаторов (НБСК) на шинах ТП-0,4 кВ. Решение о выборе целесообразного уровня компенсации реактивной мощности будет основываться на анализе суточного графика потребления реактивной мощности. Выбор мощности НБСК будет осуществляться по критерию минимального потребления реактивной мощности в летний период [10].

Мощность НБСК определяется в соответствии с минимальной величиной потребления реактивной мощности в летнем режиме. Таким образом, в соответствии с номенклатурой Усть-Каменогорского конденсаторного завода ближайшее значение мощности НБСК соответствует 66,7 кВар. Таким образом, выбираем к применению следующую установку: УК-0,4-66,7 У3*.

Данная установка выполнена в соответствии с нормативным документом соответствующего СТ 2347-1917-01-ТОО-4-049-2014 [7].

В обозначении установки: первое число – номинальное напряжение в киловольтах (кВ); второе – номинальная мощность в киловарах (кВар); У – вид климатического исполнения; 3 – категория размещения. Установки имеют степень защиты IP21. Выполняются в навесном и напольном исполнениях. Установки разработаны в двух вариантах: с защитой от перегрузки по току и без защиты. В соответствии с графиком нагрузок для летнего сезона, т.е. по минимальному потреблению реактивной мощности, определим оптимальную мощность нерегулируемых конденсаторных батареи согласно номенклатуре Усть-Каменогорского конденсаторного завода и определим мощность нерегулируемых НБСК:

$$\text{ТП 0,4 кВ (Qmin = 63 кВар)} - \sum Q\text{НБСК} = 66{,}7 \text{ кВар}.$$

Таблица 1.1 – Принимаемые к установке НБСК [7]

Место установки НКБ	Тип исполнения	Номинальное напряжение, кВ	Номинальная мощность, кВар	Стоимость установки, тенге
ТП-0,4 кВ	УК-0,4-66,7 У3*	0,4	66,7	230000

1.7 Постановка задачи

Работа посвящена вопросам компенсации реактивной мощности в городских распределительный сетях 6-10 кВ, а именно установке батарей конденсаторов на шины ТП 0,4 кВ.

Для реализации данной задачи в работе необходимо:

1) Проанализировать данные по нагрузкам сегодняшнего дня.

2) Подготовить данные для расчета потерь, с помощью программы «Rastr»: составить схему замещения, определить параметры кабельных линий и параметры силовых трансформаторов.

3) Рассчитать потери электрической энергии для участка электрической сети ФП-1, фидера-210 с учетом существующих нагрузок.

4) Выбрать мощность, тип, количество и места размещения НКБ.

5) Произвести расчет потерь электроэнергии участка электрических сетей ФП-1, фидера-210 с учетом выбранной мощности.

6) Произвести анализ полученных результатов и дать рекомендации по размещению.

2 Анализ режимов работы электрических сетей 10/0,4 кВ, города Балхаш

2.1 Общие сведения об электроснабжении города Балхаш

Электроснабжение города Балхаш осуществляется от ПС «Городская 110кВ» по ВЛ-106 и ВЛ-107, от нее через понижающие трехобмоточные трансформаторы (110/35/10) 25000 кВА, которые подключены к секциям. Далее от каждой секции питание идет на фидерные пункты напряжением 10кВ. Далее от фидеров распределение идет по комплектным трансформаторным подстанциям (10/0,4кВ). Трансформаторы не работают в параллели. Схема электроснабжения города Балхаш представлена на рисунке 2.1.

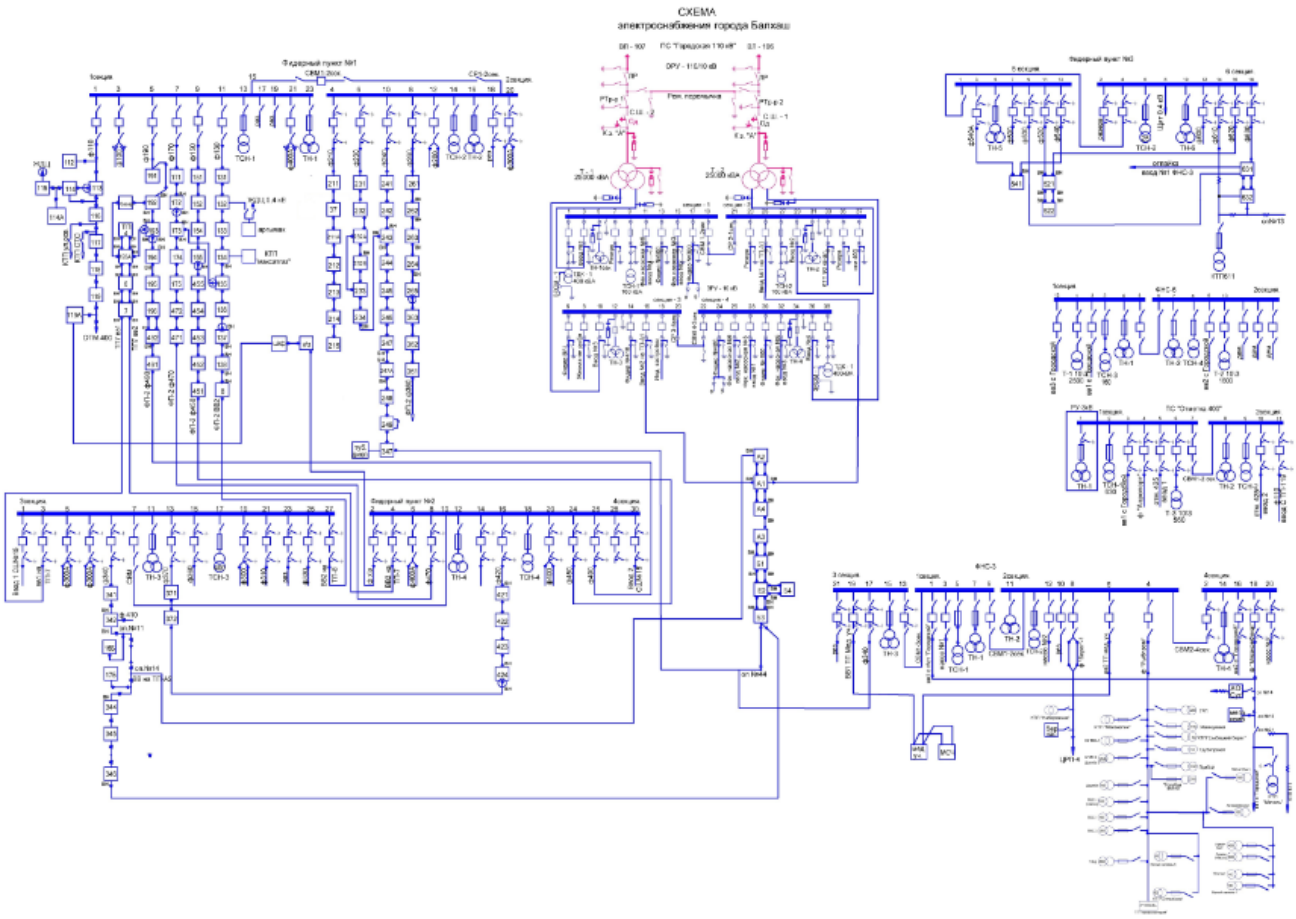


Рисунок 2.1 – Однолинейная схема электроснабжения города Балхаш

На Фидерном пункте-1 нагрузки городского типа, это — люминесцентные лампы, электроплиты, стиральные машины, холодильники, кондиционеры и т.д,.

Схема ФП-1 представлена на рисунке 2.2.

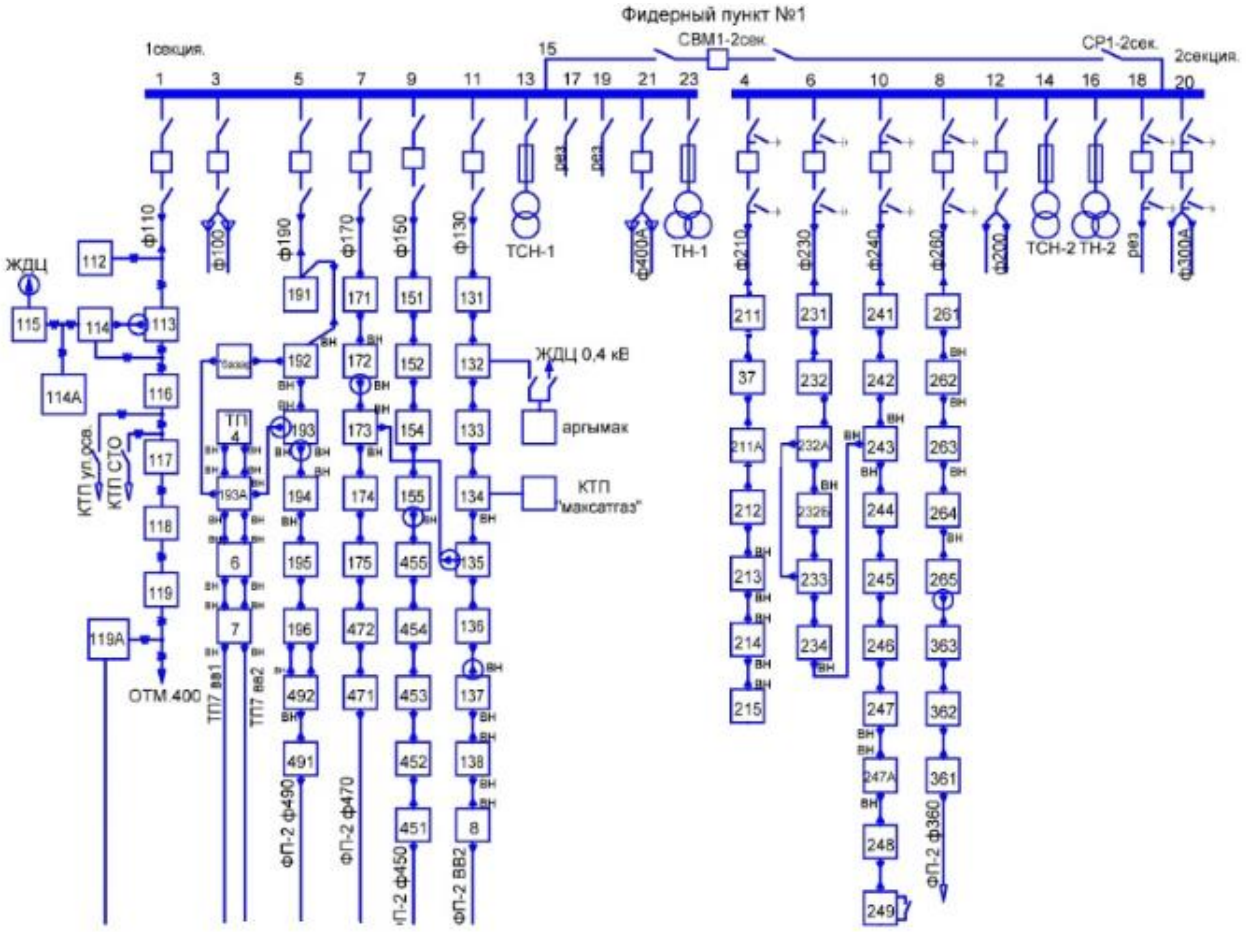


Рисунок 2.2 – Однолинейная схема ФП-1

Расчет компенсации реактивной мощности будет проходить на ФП-1 фидере-210. Для этого рассмотрим данный фидер более подробно.

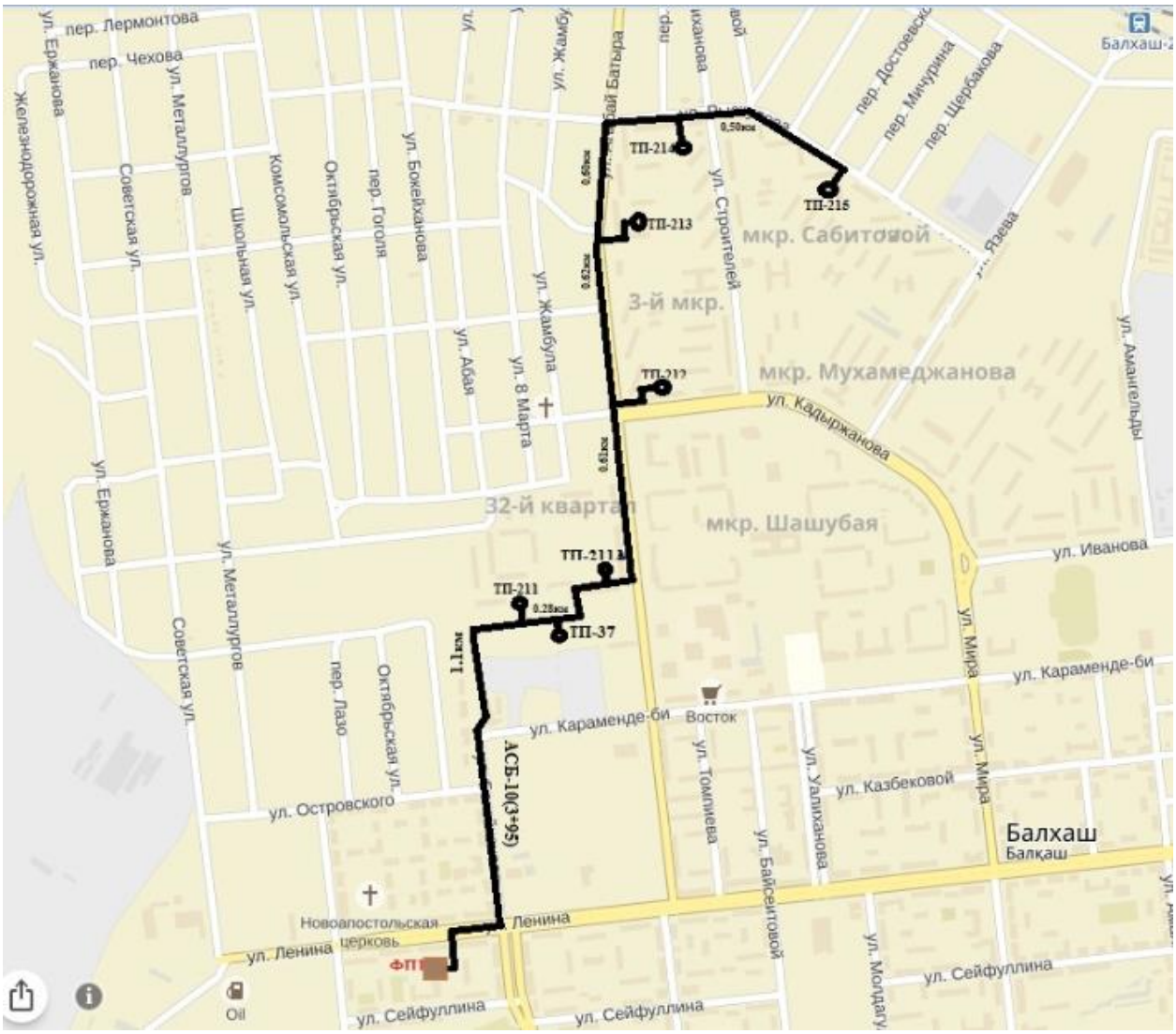


Рисунок 2.3 – Карта схема ФП-1, фидер-210

Как видно из данной карты-схемы, данный фидер проходит по городу и охватывает три жилых микрорайона. Имеет в своем составе 7 комплектных трансформаторных подстанций с трансформаторами марки ТМ-400кВА, соединенных кабелем марки АСБ-10(3*95) общей протяженностью 3,71 км.

На рисунках 2.4-2.5 представлена электрическая схема и схема замещения рассматриваемого фидера.

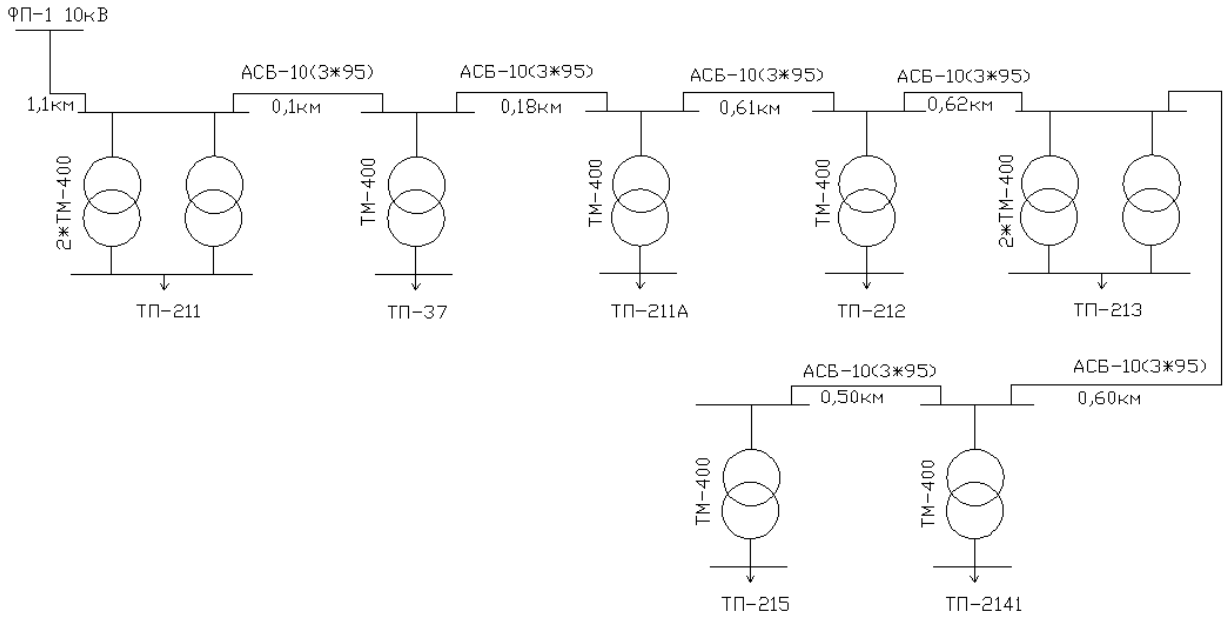


Рисунок 2.4 - Электрическая схема фидера-210

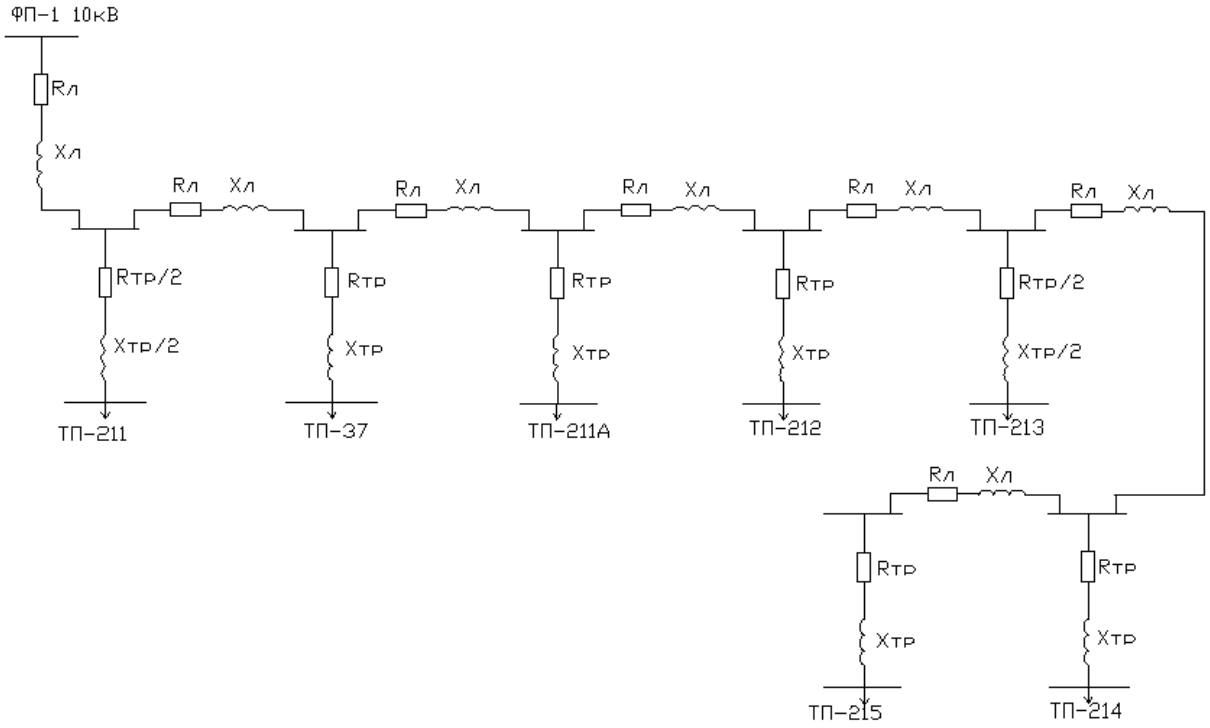


Рисунок 2.5 – Схема замещения фидера-210

2.2 Составление схемы замещения, расчет параметров сети и построение суточных графиков нагрузки

Для ввода данных параметров сети и начала расчета необходимо рассчитать параметры по справочным и исходным данным. Расчет следует начать с составления схемы замещения, после чего рассчитать сопротивления линий и трансформаторов, нагрузку на узлах и построить графики нагрузок.

Активное сопротивление линий (Ом) определяется как:

$$R=r_0 \cdot l, \qquad (2.1)$$

где l — длина линии, км,

r_0 — удельное активное сопротивление, Ом/км.

Реактивное сопротивление линий (Ом) определяется как:

$$X=x_0 \cdot l, \qquad (2.2)$$

где x_0 — удельное реактивное сопротивление, Ом/км.

В таблице 2.3 показаны марки проводов линий.

Таблица 2.1 — Параметры кабельных линий

Nнач- Nкон	L, км	R_0, Ом/км	X_0,Ом/км
ФП-1 – ТП-211	1,1	0,326	0,083
ТП-211 – ТП-37	0,1	0,326	0,083
ТП-37 – ТП-211А	0,18	0,326	0,083
ТП-211А – ТП-212	0,61	0,326	0,083
ТП-212 – ТП-213	0,62	0,326	0,083
ТП-213 – ТП-214	0,60	0,326	0,083
ТП-214 – ТП-215	0,50	0,326	0,083

Произведем расчет для участка ФП-1 – ТП-211. Параметры провода:
Удельное активное сопротивление кабеля:

$$r_0=0,326 \text{ Ом/км}.$$

Удельное реактивное сопротивление кабеля:

$$x_0=0,083 \text{ Ом/км}.$$

Активное сопротивление кабеля:

$$R = 0{,}326 \cdot 1{,}1 = 0{,}358 \text{ Ом}.$$

Реактивное сопротивление кабеля:

$$X = 0{,}083 \cdot 1{,}1 = 0{,}091 \text{ Ом}.$$

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

Таблица 2.2 — Расчетные параметры кабельных линий

Nнач- Nкон	L, км	R, Ом	X,Ом
ФП-1 – ТП-211	1,1	0,358	0,091
ТП-211 – ТП-37	0,1	0,032	0,008
ТП-37 – ТП-211А	0,18	0,058	0,014
ТП-211А – ТП-212	0,61	0,198	0,050
ТП-212 – ТП-213	0,62	0,202	0,051
ТП-213 – ТП-214	0,60	0,195	0,049
ТП-214 – ТП-215	0,50	0,163	0,041

Параметры трансформаторов находим по справочным данным, которые приведены в таблице 2.3

Таблица 2.3 — Параметры трансформаторов

Тип	Справочные данные								
	$U_{нн}$	$U_{вн}$	$S_н$	$U_к$	$I_{хх}$	$\Delta P_{хх}$	$\Delta P_{кз}$	$R_т$	$X_т$
	кВ	кВ	кВА	%	%	кВт	кВт	Ом	Ом
ТМ-400/10	0,4	10	400	4,5	2,1	1,05	5,50	3,5	10,7

Далее определим нагрузку на зимний и летний периоды года.
Реактивная мощность, единица измерения кВар:

$$Q = S \cdot \sin \varphi. \qquad (2.3)$$

Полная мощность единица измерения кВА:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}, \qquad (2.4)$$

где: Р - активная мощность;

Q - реактивная мощность.

Полученные данные сводим в таблицы 2.7 - 2.10.

Таблица 2.4 — Данные существующих нагрузок ФП-1, фидер-210 (максимальный режим)

ТП	Sном, кВА	S, кВА	P, кВТ	Q, кВар
ТП-211	2х400	400	330	190,2
ТП-37	400	184	153	85
ТП-211А	400	200	160,78	95,13
ТП-212	400	160	134	75,78
ТП-213	2х400	520	440,1	235,15
ТП-214	400	220	185,4	89,63
ТП-215	400	287	240	86,1

Таблица 2.5 — Данные существующих нагрузок ФП-1, фидер-210 (минимальный режим)

ТП	Sном, кВА	S, кВА	P, кВТ	Q, кВар
ТП-211	2х400	160	231	133,09
ТП-37	400	104	107	59,7
ТП-211А	400	88	112,1	66,1
ТП-212	400	76	93	52
ТП-213	2х400	288	305	164,4
ТП-214	400	140	129,43	62,34
ТП-215	400	180	168	60,12

Таблица 2.6 — Данные нагрузок ФП-1, фидер-210 с перспективой на 2030г. (максимальный режим)

ТП	Sном, кВА	S, кВА	P, кВТ	Q, кВар
ТП-211	2х400	640	544	337
7ТП-37	400	292	248,2	153,8
ТП-211А	400	312	265,2	164,35
ТП-212	400	280	238	147,5
ТП-213	2х400	696	591,6	366,64
ТП-214	400	340	289	179,1
ТП-215	400	360	306	189,64

Таблица 2.7 — Данные нагрузок ФП-1, фидер-210 с перспективой на 2030г. (минимальный режим)

ТП	Sном, кВА	S, кВА	P, кВТ	Q, кВар
ТП-211	2х400	350	349,1	218,21
7ТП-37	400	181	152,3	95,63
ТП-211А	400	210	171,9	68,17
ТП-212	400	175	141,25	85,3
ТП-213	2х400	533	456,48	275,4
ТП-214	400	236	192,2	116,79
ТП-215	400	298	251,54	153,7

Составим схему замещения с учетом рассчитанных параметров сети рисунок 2.6:

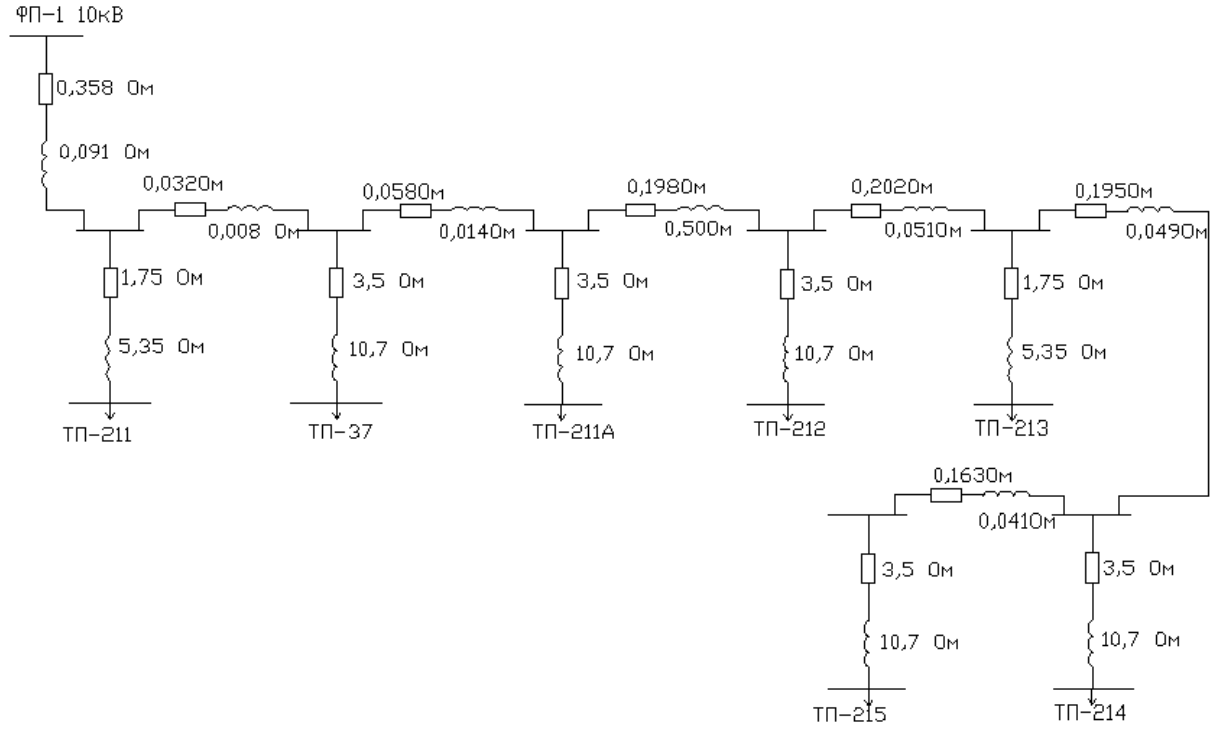


Рисунок 2.6 — Схема замещения с учетом рассчитанных параметров

3 Расчет режимов работы ФП-1, фидер-210

3.1 Краткое описание работы программы “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.

Как правило, нет необходимости в том, чтобы дистанционные органы выбора поврежденной фазы полностью перекрывали все зоны дистанционной защиты терминала. В соответствии с назначением фазового селектора измерительные элементы выбора фазы должны всегда перекрывать соответствующую зону дистанционной защиты, которая охватывает защищаемую линию во всех режимах. В большинстве случаев, это зона 2 или зона 3.

Выбор уставок избирательных органов.

Уставка X_{1PHS} является общей для ИО от всех видов к.з., поэтому условия выбора уставоки следующие:

Уставка X_{1PHS} выбираются по условию обеспечения чувствительности к к.з. всех видов в конце защищаемой ВЛ, а для сильно нагруженных ВЛ 330-750 кВ через $R_{пер.рас.}$ в режиме встречного перетока мощности.

В соответствии с рекомендациями фирмы уставка при однофазных к.з на землю и двухфазных к.з. может быть определена последовательности ступени дистанционной защиты, охватывающей защищаемую ВЛ как при междуфазных к.з., так и при однофазных к.з. на землю;

При трехфазных к.з., учитывая особенности характеристики фазового селектора (рис.3.4), уставка $X_{1\ PHS}$ опрелеляется если ИО фазового селектора должен охватывать ненаправленную ступень, уставки по реактивному и активному сопротивлению при междуфазных к.з. той же ступени, что и для расчета по выражения (3.20) .

Формат данных "Ветви":

1) Nнач , Nкон - номера узлов ограничивающих линию;

2) R, X - сопротивление;

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

Подкоманда "Потери" предназначена для вывода структурного анализа потерь активной мощности по заданному району или по всей сети.

3.2 Расчет работы сети в программе RastrWin до установки БСК на шины 0,4кВ

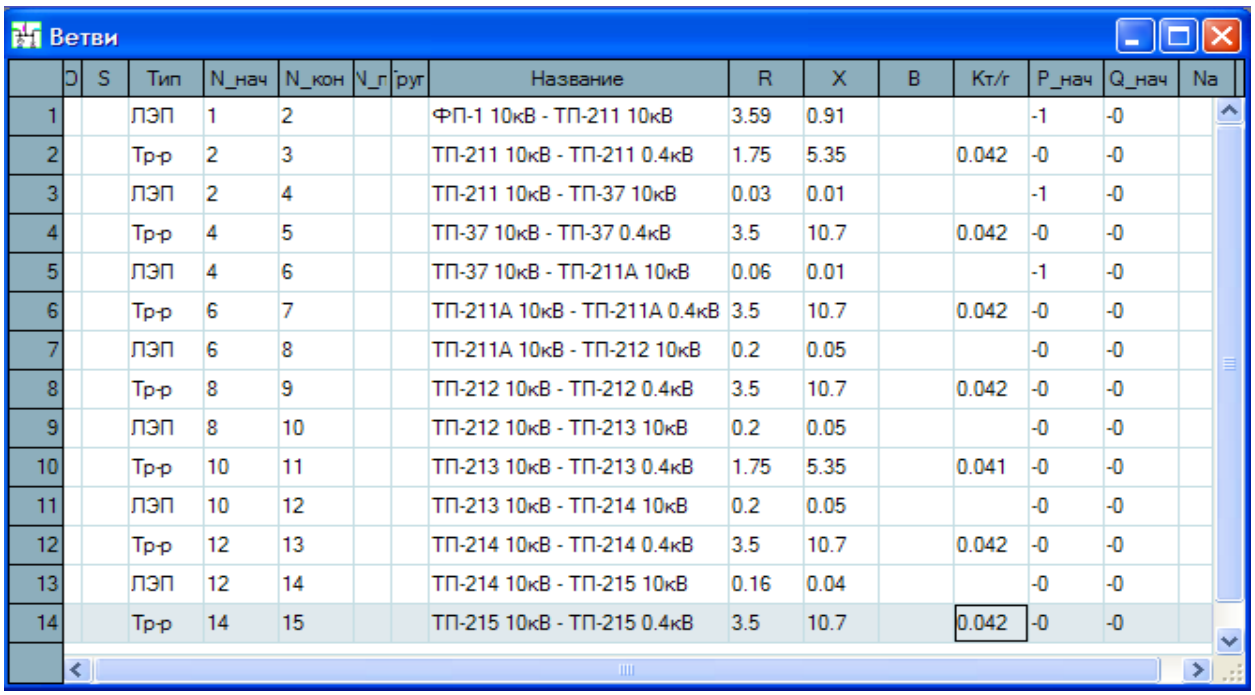
Расчеты будем производить при помощи программы RASTR для максимального (зима) и минимального (лето) режимов. Для ввода данных в программу «RASTR» используем данные, представленные во второй главе. Так как программа Rastr выдает мгновенные значения потерь, необходимо вычислить количество годовых потерь активной мощности.

3.2.1 Расчет работы выбранного участка сети для летнего минимума

Узлы

	D	S	Тип	Номер	Название	U_ном	_сх	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	U_min	U_max	B_ш	V	Delta	айон.
1			База	1	ФП-1 10кВ	10.5					1.3	0.4	10.5	-1000	1000				10.5		
2			Нагр	2	ТП-211 10кВ	10							10						10.012	0.03	
3			Нагр	3	ТП-211 0.4кВ	0.4			0.231	0.133			0.4						0.4157	-0.55	
4			Нагр	4	ТП-37 10кВ	10							10						10.009	0.03	
5			Нагр	5	ТП-37 0.4кВ	0.4			0.107	0.059			0.4						0.4161	-0.51	
6			Нагр	6	ТП-211А 10кВ	10							10						10.006	0.04	
7			Нагр	7	ТП-211А 0.4кВ	0.4			0.112	0.066			0.4						0.4155	-0.52	
8			Нагр	8	ТП-212 10кВ	10							10						9.9950	0.05	
9			Нагр	9	ТП-212 0.4кВ	0.4			0.093	0.052			0.4						0.4160	-0.42	
10			Нагр	10	ТП-213 10кВ	10							10						9.9844	0.07	
11			Нагр	11	ТП-213 0.4кВ	0.4			0.305	0.164			0.4						0.4034	-0.72	
12			Нагр	12	ТП-214 10кВ	10							10						9.9793	0.07	
13			Нагр	13	ТП-214 0.4кВ	0.4			0.129	0.062			0.4						0.4143	-0.61	
14			Нагр	14	ТП-215 10кВ	10							10						9.9759	0.07	
15			Нагр	15	ТП-215 0.4кВ	0.4			0.168	0.06			0.4						0.4136	-0.85	

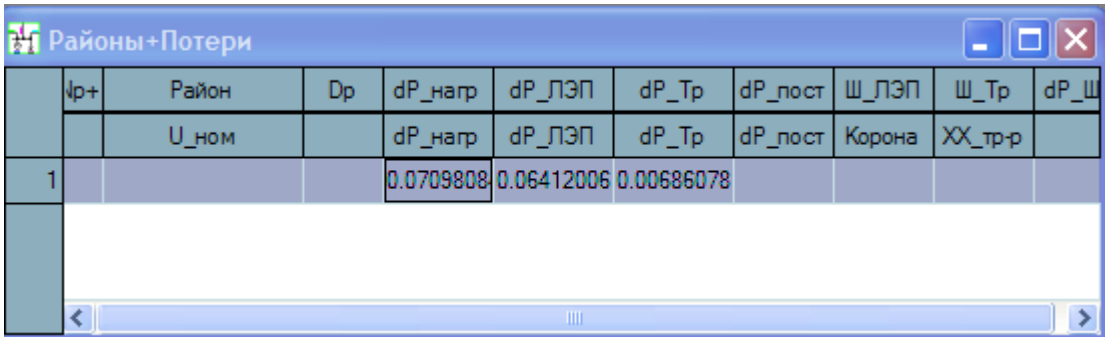
Рисунок 3.1– Полученные данные расчета летнего режима работы (Узлы) выбранного участка сети



Ветви

	D	S	Тип	N_нач	N_кон	N_г	Груг	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	Na
1			ЛЭП	1	2			ФП-1 10кВ - ТП-211 10кВ	3.59	0.91			-1	-0	
2			Тр-р	2	3			ТП-211 10кВ - ТП-211 0.4кВ	1.75	5.35		0.042	-0	-0	
3			ЛЭП	2	4			ТП-211 10кВ - ТП-37 10кВ	0.03	0.01			-1	-0	
4			Тр-р	4	5			ТП-37 10кВ - ТП-37 0.4кВ	3.5	10.7		0.042	-0	-0	
5			ЛЭП	4	6			ТП-37 10кВ - ТП-211А 10кВ	0.06	0.01			-1	-0	
6			Тр-р	6	7			ТП-211А 10кВ - ТП-211А 0.4кВ	3.5	10.7		0.042	-0	-0	
7			ЛЭП	6	8			ТП-211А 10кВ - ТП-212 10кВ	0.2	0.05			-0	-0	
8			Тр-р	8	9			ТП-212 10кВ - ТП-212 0.4кВ	3.5	10.7		0.042	-0	-0	
9			ЛЭП	8	10			ТП-212 10кВ - ТП-213 10кВ	0.2	0.05			-0	-0	
10			Тр-р	10	11			ТП-213 10кВ - ТП-213 0.4кВ	1.75	5.35		0.041	-0	-0	
11			ЛЭП	10	12			ТП-213 10кВ - ТП-214 10кВ	0.2	0.05			-0	-0	
12			Тр-р	12	13			ТП-214 10кВ - ТП-214 0.4кВ	3.5	10.7		0.042	-0	-0	
13			ЛЭП	12	14			ТП-214 10кВ - ТП-215 10кВ	0.16	0.04			-0	-0	
14			Тр-р	14	15			ТП-215 10кВ - ТП-215 0.4кВ	3.5	10.7		0.042	-0	-0	

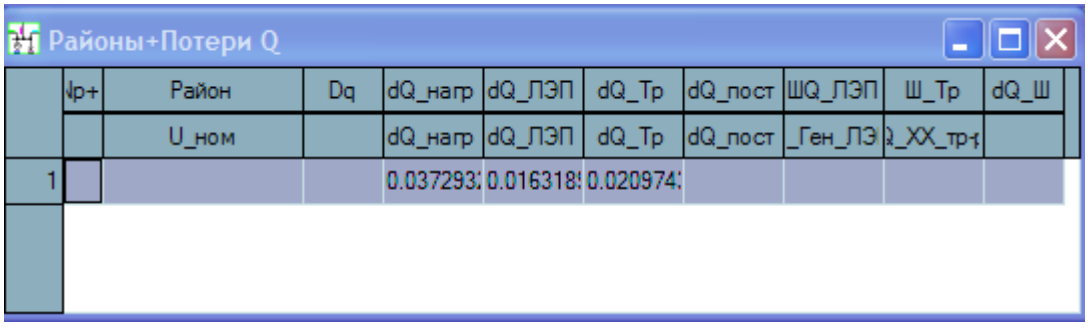
Рисунок 3.2 – Полученные данные расчета летнего режима работы (Ветви) выбранного участка сети



Районы+Потери

	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				0.0709808	0.06412006	0.00686078				

Рисунок 3.3 – Суммарные потери активной мощности в нагрузках, линиях, трансформаторах



Районы+Потери Q

	Np+	Район	Dq	dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр	dQ_пост	ШQ_ЛЭП	Ш_Тр	dQ_Ш
		U_ном		dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр	dQ_пост	_Ген_ЛЭ	Q_XX_тр-р	
1				0.037293	0.016318	0.020974				

Рисунок 3.4 - Суммарные потери реактивной мощности в нагрузках, линиях, трансформаторах

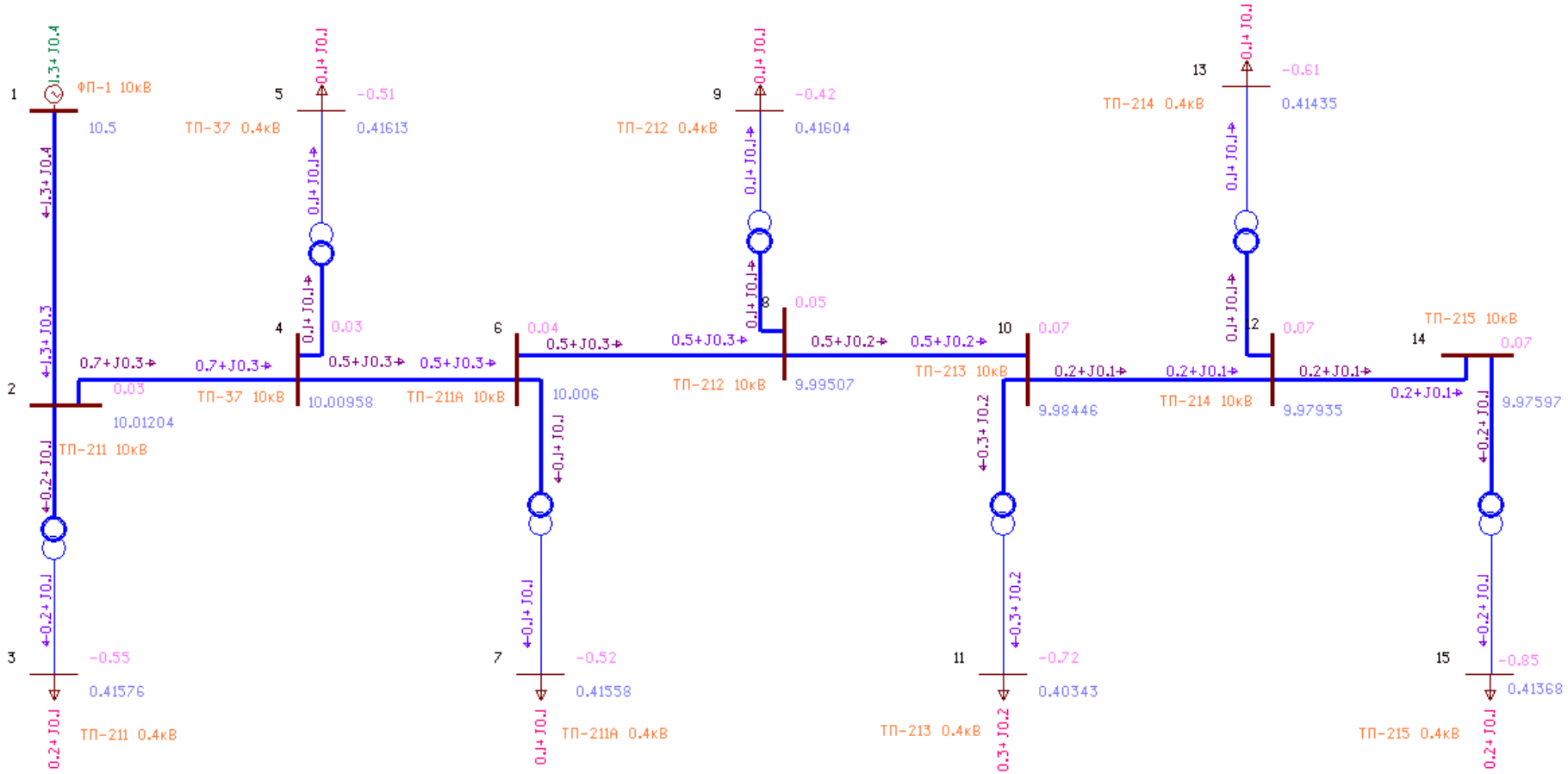


Рисунок 3.5 – Расчетная схема для летнего режима работы сети

3.2.2 Расчет работы выбранного участка сети для зимнего максимума

Узлы

	D	S	Тип	Номер	Название	U_ном	_сх	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	U_min	U_max	B_ш	V	Delta	айон
1			База	1	ФП-1 10кВ	10.5					1.3	0.4	10.5	-1000	1000				10.5		
2			Нагр	2	ТП-211 10кВ	10							10						10.0097	0.03	
3			Нагр	3	ТП-211 0.4кВ	0.4			0.33	0.19			0.4						0.41358	-0.8	
4			Нагр	4	ТП-37 10кВ	10							10						10.0065	0.04	
5			Нагр	5	ТП-37 0.4кВ	0.4			0.153	0.085			0.4						0.4141	-0.74	
6			Нагр	6	ТП-211А 10кВ	10							10						10.0026	0.04	
7			Нагр	7	ТП-211А 0.4кВ	0.4			0.16	0.095			0.4						0.41334	-0.76	
8			Нагр	8	ТП-212 10кВ	10							10						9.98917	0.06	
9			Нагр	9	ТП-212 0.4кВ	0.4			0.134	0.075			0.4						0.41405	-0.62	
10			Нагр	10	ТП-213 10кВ	10							10						9.97551	0.08	
11			Нагр	11	ТП-213 0.4кВ	0.4			0.44	0.235			0.4						0.40038	-1.06	
12			Нагр	12	ТП-214 10кВ	10							10						9.96893	0.09	
13			Нагр	13	ТП-214 0.4кВ	0.4			0.185	0.089			0.4						0.41176	-0.89	
14			Нагр	14	ТП-215 10кВ	10							10						9.96388	0.09	
15			Нагр	15	ТП-215 0.4кВ	0.4			0.24	0.086			0.4						0.41075	-1.24	

Рисунок 3.6 - Полученные данные расчета зимнего режима работы (Узлы) выбранного участка сети

Ветви

	D	S	Тип	N_нач	N_кон	N_г	руг	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	Na
1			ЛЭП	1	2			ФП-1 10кВ - ТП-211	3.59	0.91			-1	-0	
2			Тр-р	2	3			ТП-211 10кВ - ТП-21	1.75	5.35		0.042	-0	-0	
3			ЛЭП	2	4			ТП-211 10кВ - ТП-37	0.03	0.01			-1	-0	
4			Тр-р	4	5			ТП-37 10кВ - ТП-37 (	3.5	10.7		0.042	-0	-0	
5			ЛЭП	4	6			ТП-37 10кВ - ТП-211	0.06	0.01			-1	-0	
6			Тр-р	6	7			ТП-211А 10кВ - ТП-2	3.5	10.7		0.042	-0	-0	
7			ЛЭП	6	8			ТП-211А 10кВ - ТП-2	0.2	0.05			-1	-0	
8			Тр-р	8	9			ТП-212 10кВ - ТП-21	3.5	10.7		0.042	-0	-0	
9			ЛЭП	8	10			ТП-212 10кВ - ТП-21	0.2	0.05			-1	-0	
10			Тр-р	10	11			ТП-213 10кВ - ТП-21	1.75	5.35		0.041	-0	-0	
11			ЛЭП	10	12			ТП-213 10кВ - ТП-21	0.2	0.05			-0	-0	
12			Тр-р	12	13			ТП-214 10кВ - ТП-21	3.5	10.7		0.042	-0	-0	
13			ЛЭП	12	14			ТП-214 10кВ - ТП-21	0.16	0.04			-0	-0	
14			Тр-р	14	15			ТП-215 10кВ - ТП-21	3.5	10.7		0.042	-0	-0	

Рисунок 3.7 – Полученные данные расчета зимнего режима работы (Ветви) выбранного участка сети

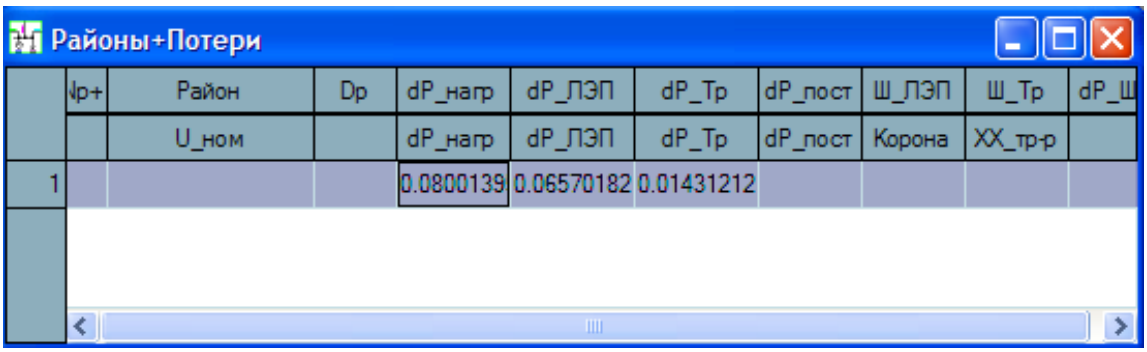


Рисунок 3.8 - Суммарные потери активной мощности в нагрузках, линиях, трансформаторах

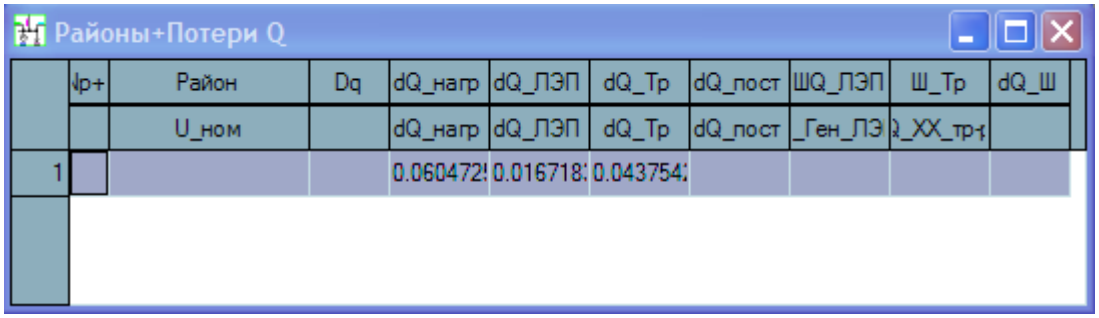


Рисунок 3.9 - Суммарные потери реактивной мощности в нагрузках, линиях, трансформаторах

Вывод: При существующих нагрузках максимального и минимального режимах мы из рисунков 3.1 - 3.9 видим, что напряжения на 7 трансформаторных подстанциях соответствуют стандартам ±5% .

Потери активной мощности зимнего и летнего сезонов соответственно в кабельных линиях составили 65,7 кВт и 64,1 кВт, в трансформаторах составили 14,3кВт и 6,8 кВт, в нагрузке у потребителя 80кВт и 70,9кВт.

Годовые потери активной мощности:

$$\sum \Delta W_{год} = 80 \cdot 24 \cdot 200 + 24 \cdot 70{,}9 \cdot 165 = 384000 + 280764 = 664764 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

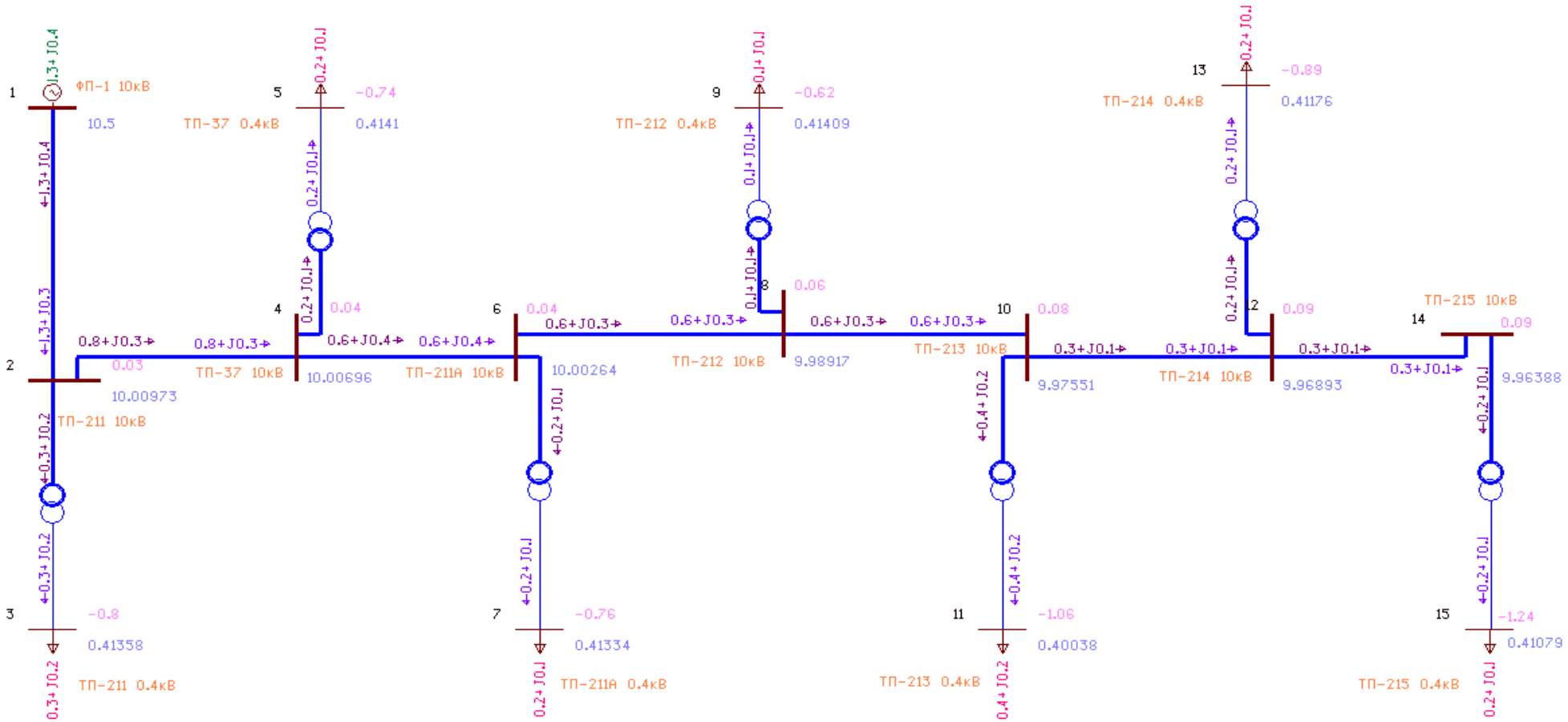


Рисунок 3.10 – Расчетная схема для зимнего режима работы сети

3.3 Расчет работы выбранного участка сети с перспективой на 2030 год

3.3.1 Максимальный, зимний режим работы

Узлы

	D	S	Тип	Номер	Название	U_ном	_сх	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	U_min	U_max	B_ш	V	Delta	айон.
1			База	1	ФП-1 10кВ	10.5					1.4	0.4	10.5	-1000	1000				10.5		
2			Нагр	2	ТП-211 10кВ	10							10						10.0045	0.05	
3			Нагр	3	ТП-211 0.4кВ	0.4			0.544	0.337			0.4						0.42761	-1.32	
4			Нагр	4	ТП-37 10кВ	10							10						10.0011	0.05	
5			Нагр	5	ТП-37 0.4кВ	0.4			0.248	0.153			0.4						0.3896	-1.19	
6			Нагр	6	ТП-211А 10кВ	10							10						9.9957	0.06	
7			Нагр	7	ТП-211А 0.4кВ	0.4			0.265	0.164			0.4						0.38867	-1.27	
8			Нагр	8	ТП-212 10кВ	10							10						9.97874	0.09	
9			Нагр	9	ТП-212 0.4кВ	0.4			0.238	0.148			0.4						0.428	-1.11	
10			Нагр	10	ТП-213 10кВ	10							10						9.96167	0.12	
11			Нагр	11	ТП-213 0.4кВ	0.4			0.592	0.367			0.4						0.3858	-1.38	
12			Нагр	12	ТП-214 10кВ	10							10						9.9529	0.13	
13			Нагр	13	ТП-214 0.4кВ	0.4			0.289	0.179			0.4						0.4243	-1.34	
14			Нагр	14	ТП-215 10кВ	10							10						9.9456	0.15	
15			Нагр	15	ТП-215 0.4кВ	0.4			0.306	0.189			0.4						0.3847	-1.41	

Рисунок 3.11– Полученные данные расчета работы выбранного участка сети с перспективой (Узлы)

Ветви

	D	S	Тип	N_нач	N_кон	N_г	Груг	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	Na
1			ЛЭП	1	2			ФП-1 10кВ - ТП-211 10кВ	3.59	0.91			-1	-0	
2			Тр-р	2	3			ТП-211 10кВ - ТП-211 0.4кВ	1.75	5.35		0.044	-1	-0	
3			ЛЭП	2	4			ТП-211 10кВ - ТП-37 10кВ	0.03	0.01			-1	-0	
4			Тр-р	4	5			ТП-37 10кВ - ТП-37 0.4кВ	3.5	10.7		0.04	-0	-0	
5			ЛЭП	4	6			ТП-37 10кВ - ТП-211А 10кВ	0.06	0.01			-1	-0	
6			Тр-р	6	7			ТП-211А 10кВ - ТП-211А 0.4кВ	3.5	10.7		0.04	-0	-0	
7			ЛЭП	6	8			ТП-211А 10кВ - ТП-212 10кВ	0.2	0.05			-1	-0	
8			Тр-р	8	9			ТП-212 10кВ - ТП-212 0.4кВ	3.5	10.7		0.044	-0	-0	
9			ЛЭП	8	10			ТП-212 10кВ - ТП-213 10кВ	0.2	0.05			-1	-0	
10			Тр-р	10	11			ТП-213 10кВ - ТП-213 0.4кВ	1.75	5.35		0.04	-1	-0	
11			ЛЭП	10	12			ТП-213 10кВ - ТП-214 10кВ	0.2	0.05			-0	-0	
12			Тр-р	12	13			ТП-214 10кВ - ТП-214 0.4кВ	3.5	10.7		0.044	-0	-0	
13			ЛЭП	12	14			ТП-214 10кВ - ТП-215 10кВ	0.16	0.04			-0	-0	
14			Тр-р	14	15			ТП-215 10кВ - ТП-215 0.4кВ	3.5	10.7		0.04	-0	-0	

Рисунок 3.12– Полученные данные расчета работы выбранного участка сети с перспективой (Ветви)

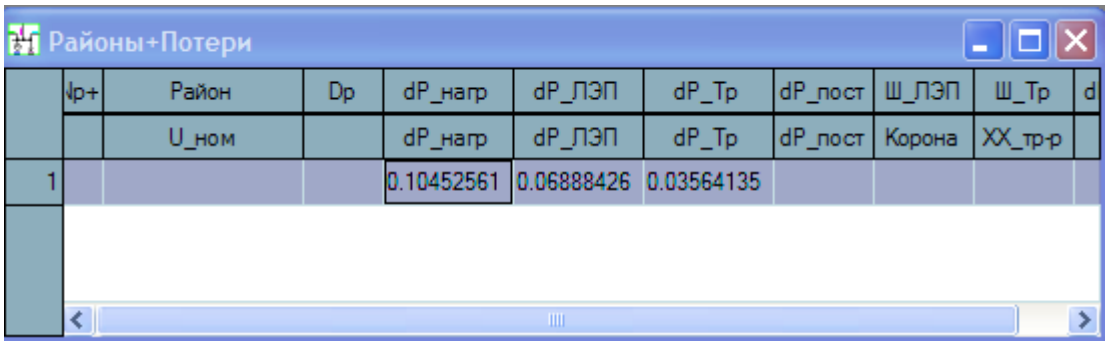


Рисунок 3.13– Суммарные потери активной мощности в нагрузках, линиях, трансформаторах

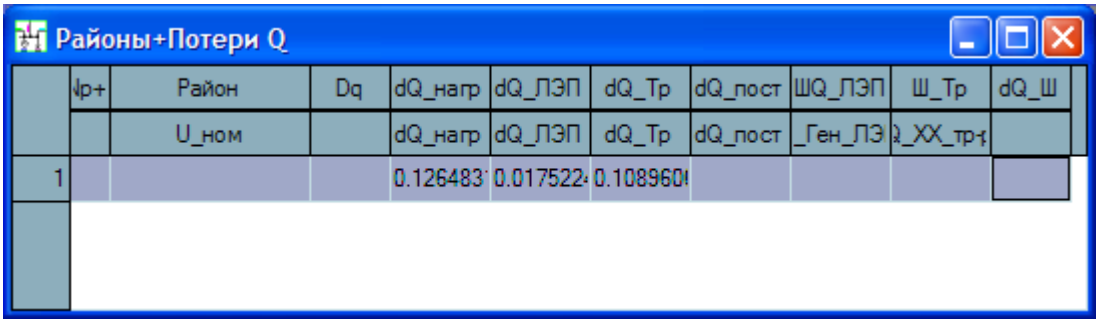


Рисунок 3.14– Суммарные потери реактивной мощности в нагрузках, линиях, трансформаторах

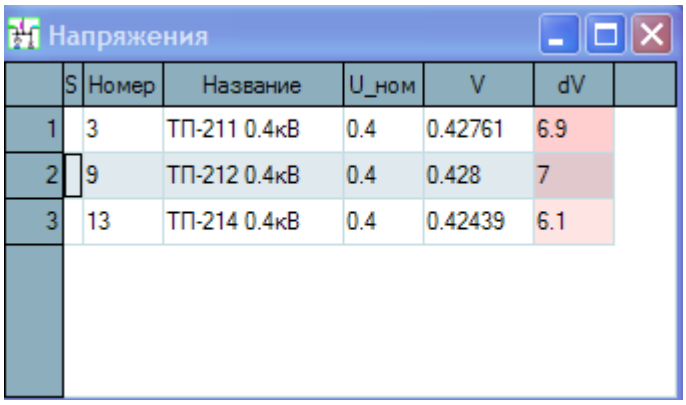


Рисунок 3.15 – Отклонения напряжения в узлах при расчете работы сети с перспективой

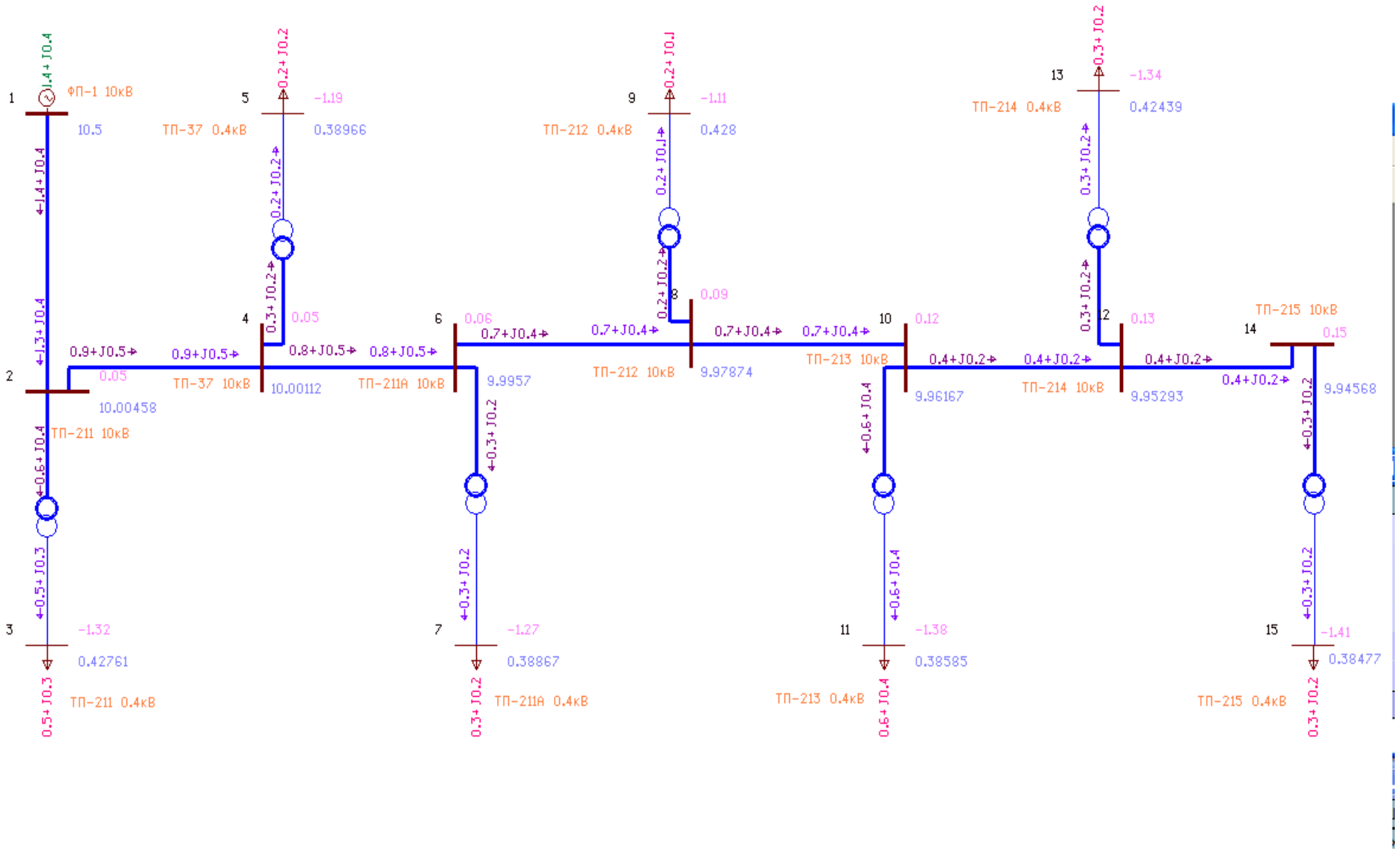
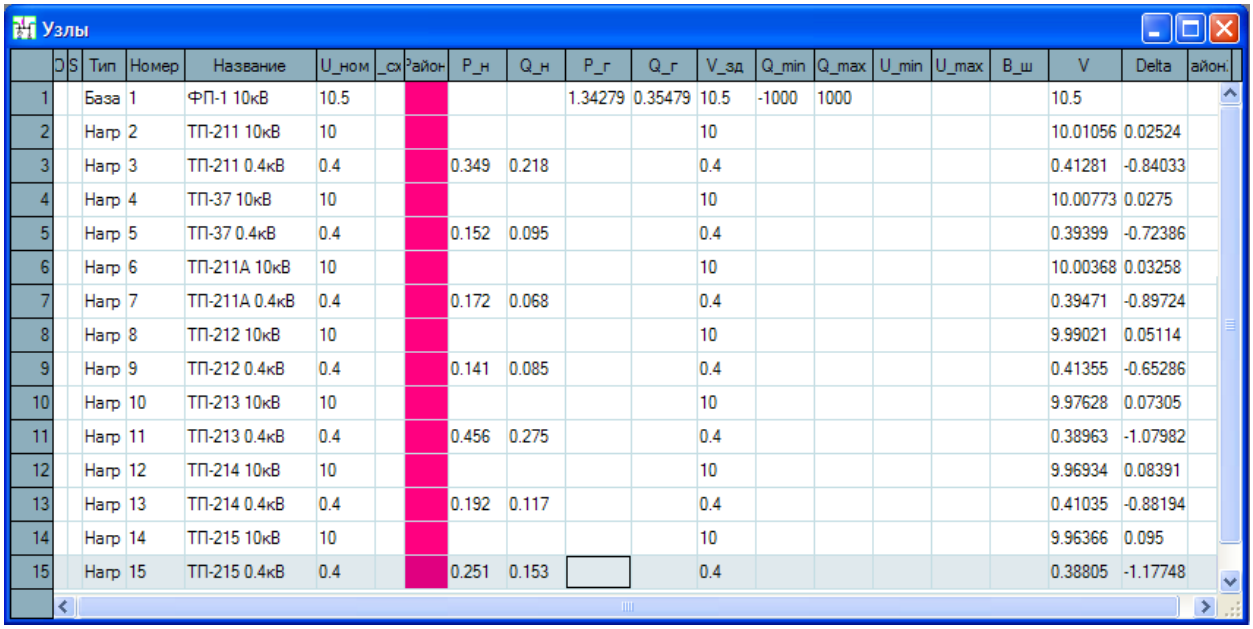


Рисунок 3.16 –Расчетная схема при расчете работы сети с перспективой на 2030 год

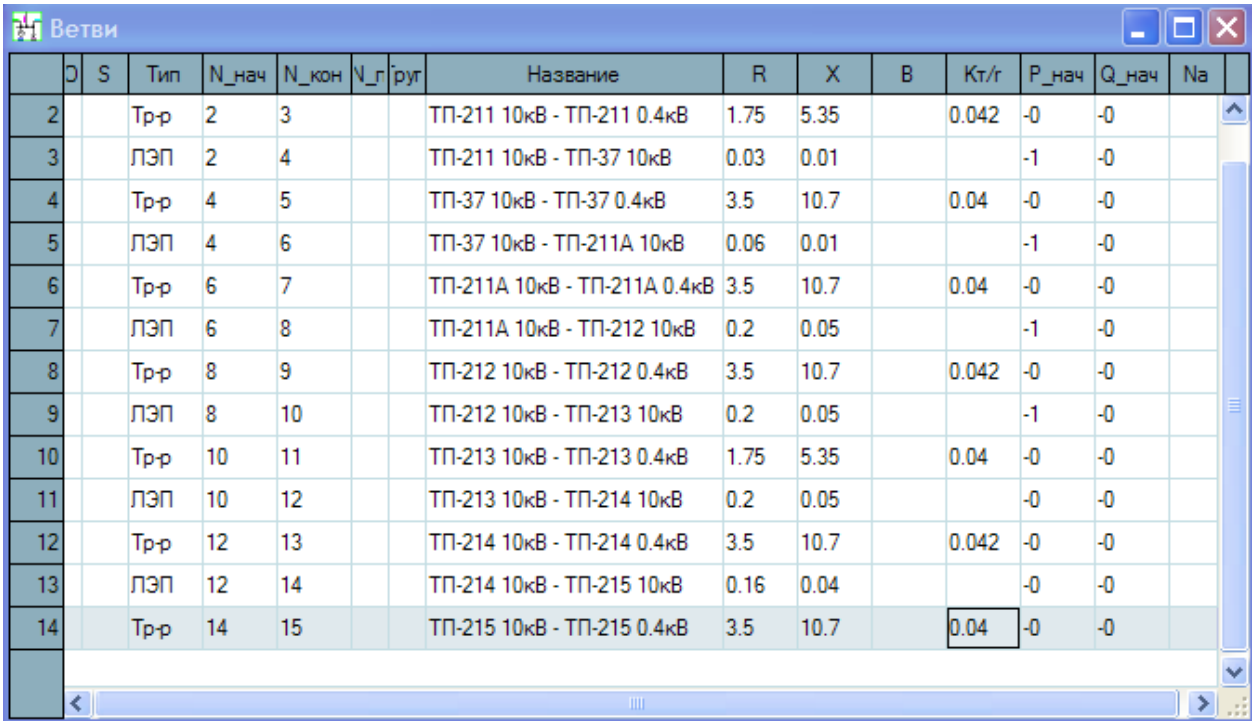
3.3.2 Расчет работы выбранного участка сети с перспективой на 2030 год минимальный, летний режим работы



Узлы

	D	S	Тип	Номер	Название	U_ном	_сх	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	U_min	U_max	B_ш	V	Delta	айон.
1			База	1	ФП-1 10кВ	10.5					1.34279	0.35479	10.5	-1000	1000				10.5		
2			Нагр	2	ТП-211 10кВ	10							10						10.01056	0.02524	
3			Нагр	3	ТП-211 0.4кВ	0.4			0.349	0.218			0.4						0.41281	-0.84033	
4			Нагр	4	ТП-37 10кВ	10							10						10.00773	0.0275	
5			Нагр	5	ТП-37 0.4кВ	0.4			0.152	0.095			0.4						0.39399	-0.72386	
6			Нагр	6	ТП-211А 10кВ	10							10						10.00368	0.03258	
7			Нагр	7	ТП-211А 0.4кВ	0.4			0.172	0.068			0.4						0.39471	-0.89724	
8			Нагр	8	ТП-212 10кВ	10							10						9.99021	0.05114	
9			Нагр	9	ТП-212 0.4кВ	0.4			0.141	0.085			0.4						0.41355	-0.65286	
10			Нагр	10	ТП-213 10кВ	10							10						9.97628	0.07305	
11			Нагр	11	ТП-213 0.4кВ	0.4			0.456	0.275			0.4						0.38963	-1.07982	
12			Нагр	12	ТП-214 10кВ	10							10						9.96934	0.08391	
13			Нагр	13	ТП-214 0.4кВ	0.4			0.192	0.117			0.4						0.41035	-0.88194	
14			Нагр	14	ТП-215 10кВ	10							10						9.96366	0.095	
15			Нагр	15	ТП-215 0.4кВ	0.4			0.251	0.153			0.4						0.38805	-1.17748	

Рисунок 3.17 – Полученные данные расчета работы выбранного участка сети с перспективой (Узлы)



Ветви

	D	S	Тип	N_нач	N_кон	N_г	руг	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	Na
2			Тр-р	2	3			ТП-211 10кВ - ТП-211 0.4кВ	1.75	5.35		0.042	-0	-0	
3			ЛЭП	2	4			ТП-211 10кВ - ТП-37 10кВ	0.03	0.01			-1	-0	
4			Тр-р	4	5			ТП-37 10кВ - ТП-37 0.4кВ	3.5	10.7		0.04	-0	-0	
5			ЛЭП	4	6			ТП-37 10кВ - ТП-211А 10кВ	0.06	0.01			-1	-0	
6			Тр-р	6	7			ТП-211А 10кВ - ТП-211А 0.4кВ	3.5	10.7		0.04	-0	-0	
7			ЛЭП	6	8			ТП-211А 10кВ - ТП-212 10кВ	0.2	0.05			-1	-0	
8			Тр-р	8	9			ТП-212 10кВ - ТП-212 0.4кВ	3.5	10.7		0.042	-0	-0	
9			ЛЭП	8	10			ТП-212 10кВ - ТП-213 10кВ	0.2	0.05			-1	-0	
10			Тр-р	10	11			ТП-213 10кВ - ТП-213 0.4кВ	1.75	5.35		0.04	-0	-0	
11			ЛЭП	10	12			ТП-213 10кВ - ТП-214 10кВ	0.2	0.05			-0	-0	
12			Тр-р	12	13			ТП-214 10кВ - ТП-214 0.4кВ	3.5	10.7		0.042	-0	-0	
13			ЛЭП	12	14			ТП-214 10кВ - ТП-215 10кВ	0.16	0.04			-0	-0	
14			Тр-р	14	15			ТП-215 10кВ - ТП-215 0.4кВ	3.5	10.7		0.04	-0	-0	

Рисунок 3.18 – Полученные данные расчета работы выбранного участка сети с перспективой (Ветви)

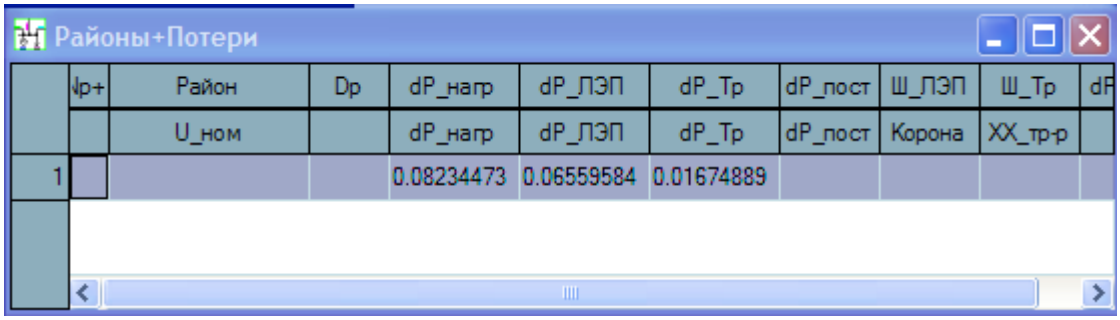


Рисунок 3.19– Суммарные потери активной мощности в нагрузках, линиях, трансформаторах

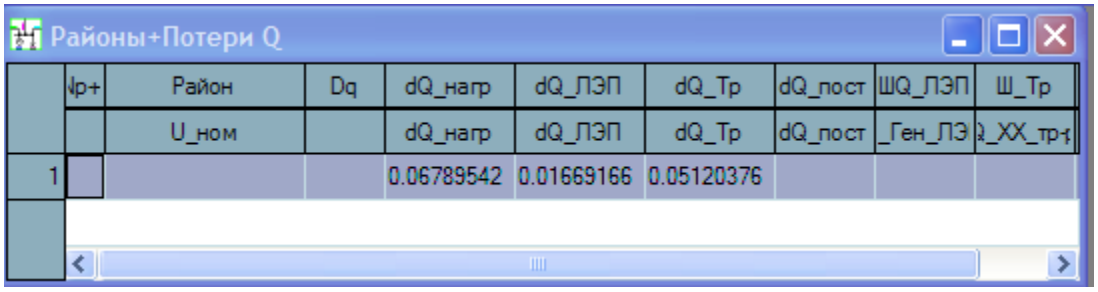


Рисунок 3.20– Суммарные потери реактивной мощности в нагрузках, линиях, трансформаторах

Вывод: При нагрузках максимального зимнего режима мы из рисунков 3.11 - 3.16 видим, что напряжения на 4 трансформаторных подстанциях соответствуют стандартам ±5%, а напряжения на остальных 3 подстанциях вылетает за пределы нормы ±5%.

При нагрузках минимального летнего режима мы из рисунков3.17 – 3.20 видим, что напряжения на 7 трансформаторных подстанциях соответствует стандартам ±5%.

Потери активной мощности зимнего и летнего сезонов соответственно составили 104,5 кВт и 82,3 кВт.

Годовые потери активной мощности:

$$\sum \Delta W_{год} = 24 \cdot 104{,}5 \cdot 200 + 24 \cdot 165 \cdot 82{,}3 = 501600 + 325908 = 827508 \text{ кВт·ч.}$$

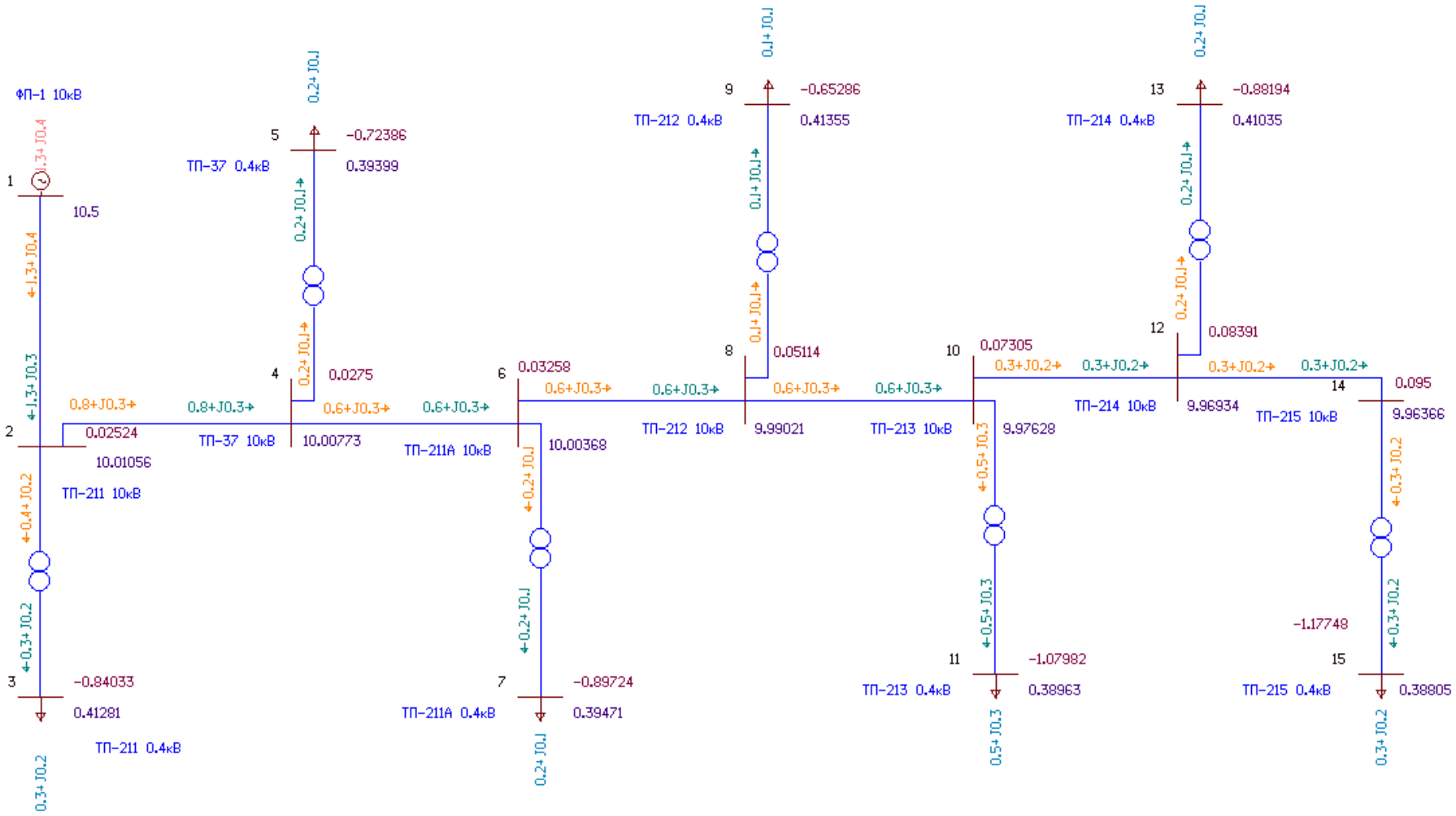


Рисунок 3.22 – Расчетная схема при расчете работы сети с перспективой на 2030 год

3.4 Расчет работы выбранного участка сети с установкой статических батарей конденсаторов на шины 0,4 кВ трансформаторных подстанциях

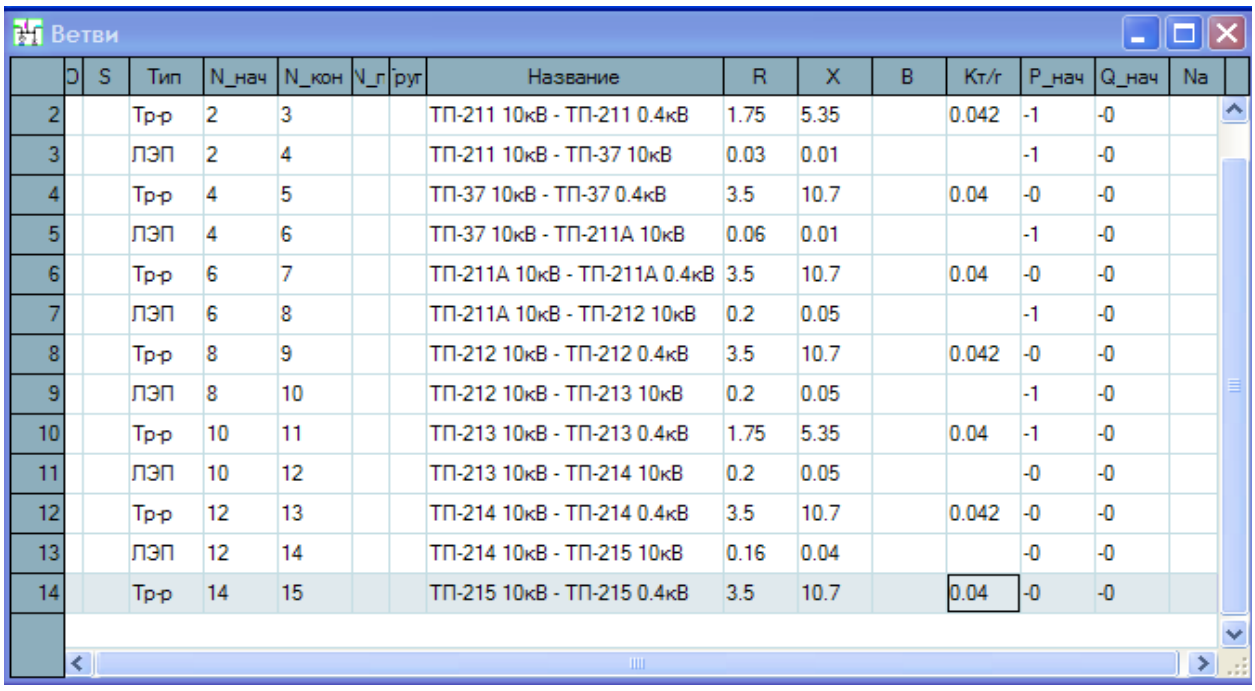
3.3.1 Расчет работы выбранного участка сети с установкой статических батарей конденсаторов на шины 0,4 кВ трансформаторных подстанциях максимальный, зимний режим работы.

Далее рассчитаем режим уже с установленными батареями конденсаторов, на ТП-211, ТП-212, ТП-214. Батареи конденсаторов выбираем по летнему минимуму перспективной работы сети.

Узлы

	О	S	Тип	Номер	Название	U_ном	_сх	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	U_min	U_max	B_ш	V	Delta	айон.
1			База	1	ФП-1 10кВ	10.5					1.35453	0.36017	10.5	-1000	1000				10.5		
2			Нагр	2	ТП-211 10кВ	10							10						10.00608	0.02993	
3			Нагр	3	ТП-211 0.4кВ	0.4			0.544	0.27			0.4						0.40981	-1.40165	
4			Нагр	4	ТП-37 10кВ	10							10						10.00271	0.03361	
5			Нагр	5	ТП-37 0.4кВ	0.4			0.248	0.153			0.4						0.38972	-1.21074	
6			Нагр	6	ТП-211А 10кВ	10							10						9.99751	0.04074	
7			Нагр	7	ТП-211А 0.4кВ	0.4			0.265	0.164			0.4						0.38875	-1.29259	
8			Нагр	8	ТП-212 10кВ	10							10						9.98125	0.05818	
9			Нагр	9	ТП-212 0.4кВ	0.4			0.238	0.081			0.4						0.41178	-1.26514	
10			Нагр	10	ТП-213 10кВ	10							10						9.96456	0.08402	
11			Нагр	11	ТП-213 0.4кВ	0.4			0.592	0.367			0.4						0.38597	-1.41826	
12			Нагр	12	ТП-214 10кВ	10							10						9.95616	0.09303	
13			Нагр	13	ТП-214 0.4кВ	0.4			0.289	0.112			0.4						0.4084	-1.50312	
14			Нагр	14	ТП-215 10кВ	10							10						9.94893	0.10702	
15			Нагр	15	ТП-215 0.4кВ	0.4			0.306	0.189			0.4						0.38491	-1.45389	

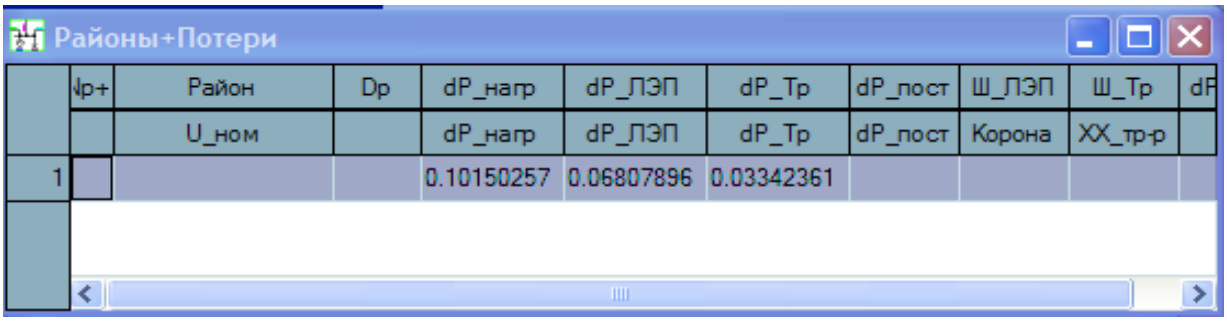
Рисунок 3.23– Полученные данные расчета работы выбранного участка сети с перспективой (Узлы)



Ветви

	D	S	Тип	N_нач	N_кон	N_г	руг	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	Na
2			Тр-р	2	3			ТП-211 10кВ - ТП-211 0.4кВ	1.75	5.35		0.042	-1	-0	
3			ЛЭП	2	4			ТП-211 10кВ - ТП-37 10кВ	0.03	0.01			-1	-0	
4			Тр-р	4	5			ТП-37 10кВ - ТП-37 0.4кВ	3.5	10.7		0.04	-0	-0	
5			ЛЭП	4	6			ТП-37 10кВ - ТП-211А 10кВ	0.06	0.01			-1	-0	
6			Тр-р	6	7			ТП-211А 10кВ - ТП-211А 0.4кВ	3.5	10.7		0.04	-0	-0	
7			ЛЭП	6	8			ТП-211А 10кВ - ТП-212 10кВ	0.2	0.05			-1	-0	
8			Тр-р	8	9			ТП-212 10кВ - ТП-212 0.4кВ	3.5	10.7		0.042	-0	-0	
9			ЛЭП	8	10			ТП-212 10кВ - ТП-213 10кВ	0.2	0.05			-1	-0	
10			Тр-р	10	11			ТП-213 10кВ - ТП-213 0.4кВ	1.75	5.35		0.04	-1	-0	
11			ЛЭП	10	12			ТП-213 10кВ - ТП-214 10кВ	0.2	0.05			-0	-0	
12			Тр-р	12	13			ТП-214 10кВ - ТП-214 0.4кВ	3.5	10.7		0.042	-0	-0	
13			ЛЭП	12	14			ТП-214 10кВ - ТП-215 10кВ	0.16	0.04			-0	-0	
14			Тр-р	14	15			ТП-215 10кВ - ТП-215 0.4кВ	3.5	10.7		0.04	-0	-0	

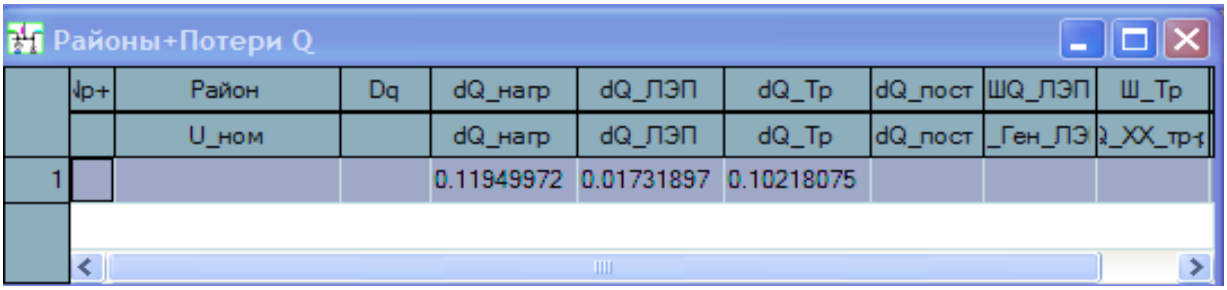
Рисунок 3.24– Полученные данные расчета работы выбранного участка сети с перспективой (Ветви)



Районы+Потери

	№р+	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP
		U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр-р	
1				0.10150257	0.06807896	0.03342361				

Рисунок 3.25– Суммарные потери активной мощности в нагрузках, линиях, трансформаторах



Районы+Потери Q

	№р+	Район	Dq	dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр	dQ_пост	ШQ_ЛЭП	Ш_Тр
		U_ном		dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр	dQ_пост	_Ген_ЛЭ	Q_XX_тр-р
1				0.11949972	0.01731897	0.10218075			

Рисунок 3.26– Суммарные потери реактивной мощности в нагрузках, линиях, трансформаторах

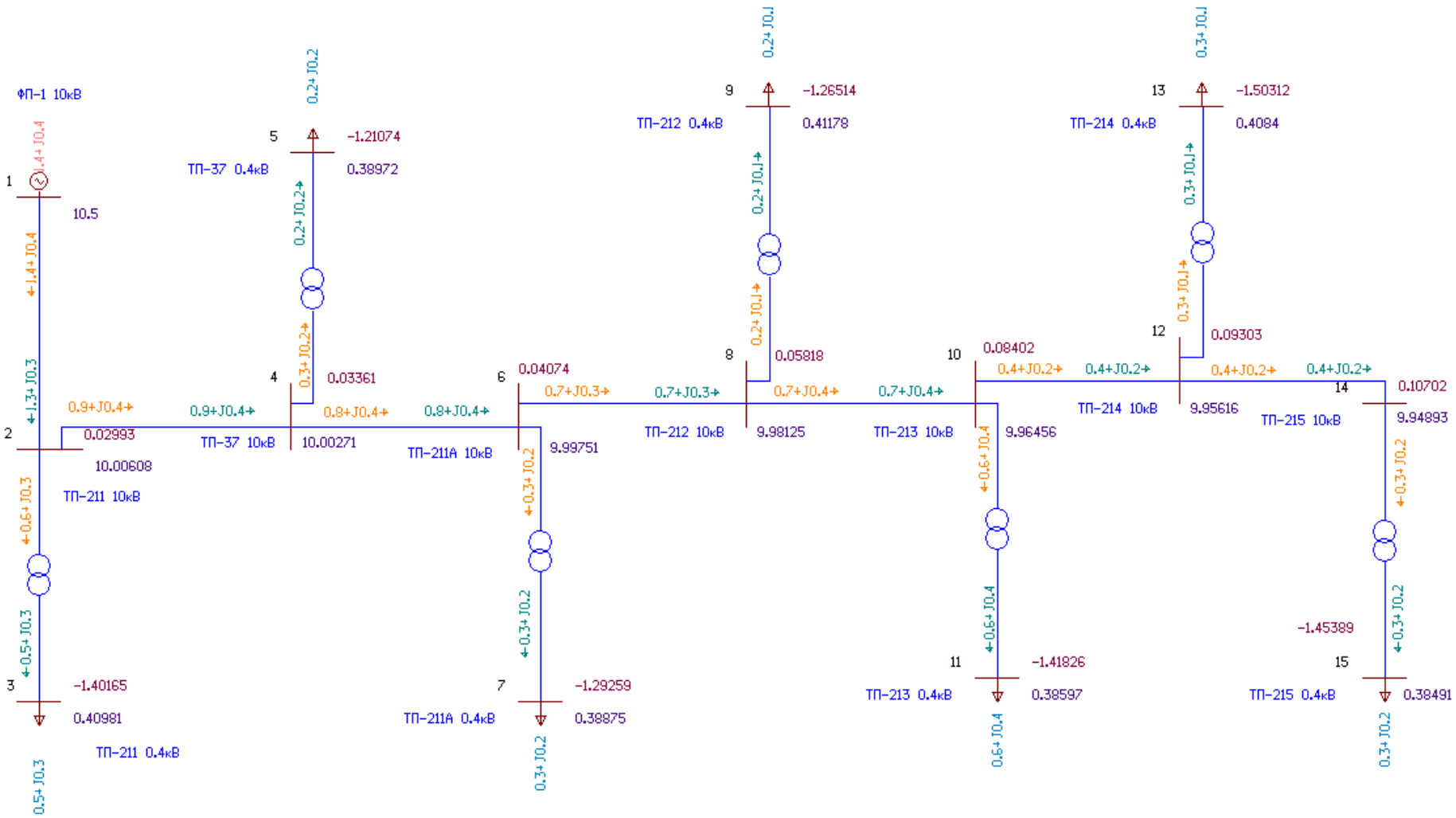


Рисунок 3.27 – Расчетная схема при расчете работы сети с установкой НБСК на шины 0,4кВ

3.3.2 Расчет работы выбранного участка сети с установкой батарей конденсаторов на шины 0,4 кВ трансформаторных подстанций минимальный, летний режим работы.

Далее рассчитаем режим уже с установленными батареями конденсаторов, на ТП-211, ТП-212, ТП-214. Батареи конденсаторов выбираем по летнему минимуму перспективной работы сети.

Узлы

	Тип	Номер	Название	U_ном	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	U_min	U_max	B_ш	V	Delta
1	База	1	ФП-1 10кВ	10.5				1.34277	0.35193	10.5	-1000	1000				10.5	
2	Нагр	2	ТП-211 10кВ	10						10						10.01081	0.01966
3	Нагр	3	ТП-211 0.4кВ	0.4		0.349	0.151			0.4						0.41437	-0.91106
4	Нагр	4	ТП-37 10кВ	10						10						10.00799	0.02182
5	Нагр	5	ТП-37 0.4кВ	0.4		0.152	0.095			0.4						0.394	-0.72978
6	Нагр	6	ТП-211А 10кВ	10						10						10.00401	0.02532
7	Нагр	7	ТП-211А 0.4кВ	0.4		0.172	0.068			0.4						0.39472	-0.90486
8	Нагр	8	ТП-212 10кВ	10						10						9.99087	0.03691
9	Нагр	9	ТП-212 0.4кВ	0.4		0.141	0.018			0.4						0.41665	-0.79802
10	Нагр	10	ТП-213 10кВ	10						10						9.97705	0.05669
11	Нагр	11	ТП-213 0.4кВ	0.4		0.456	0.275			0.4						0.38966	-1.09669
12	Нагр	12	ТП-214 10кВ	10						10						9.97035	0.06253
13	Нагр	13	ТП-214 0.4кВ	0.4		0.192	0.05			0.4						0.4135	-1.0336
14	Нагр	14	ТП-215 10кВ	10						10						9.96471	0.07296
15	Нагр	15	ТП-215 0.4кВ	0.4		0.251	0.153			0.4						0.38809	-1.19998

Рисунок 3.23– Полученные данные расчета работы выбранного участка сети с перспективой (Узлы)

Ветви

	S	Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	Na
2		Тр-р	2	3	ТП-211 10кВ - ТП-211 0.4кВ	1.75	5.35		0.042	-0	-0	
3		ЛЭП	2	4	ТП-211 10кВ - ТП-37 10кВ	0.03	0.01			-1	-0	
4		Тр-р	4	5	ТП-37 10кВ - ТП-37 0.4кВ	3.5	10.7		0.04	-0	-0	
5		ЛЭП	4	6	ТП-37 10кВ - ТП-211А 10кВ	0.06	0.01			-1	-0	
6		Тр-р	6	7	ТП-211А 10кВ - ТП-211А 0.4кВ	3.5	10.7		0.04	-0	-0	
7		ЛЭП	6	8	ТП-211А 10кВ - ТП-212 10кВ	0.2	0.05			-1	-0	
8		Тр-р	8	9	ТП-212 10кВ - ТП-212 0.4кВ	3.5	10.7		0.042	-0	-0	
9		ЛЭП	8	10	ТП-212 10кВ - ТП-213 10кВ	0.2	0.05			-1	-0	
10		Тр-р	10	11	ТП-213 10кВ - ТП-213 0.4кВ	1.75	5.35		0.04	-0	-0	
11		ЛЭП	10	12	ТП-213 10кВ - ТП-214 10кВ	0.2	0.05			-0	-0	
12		Тр-р	12	13	ТП-214 10кВ - ТП-214 0.4кВ	3.5	10.7		0.042	-0	-0	
13		ЛЭП	12	14	ТП-214 10кВ - ТП-215 10кВ	0.16	0.04			-0	-0	
14		Тр-р	14	15	ТП-215 10кВ - ТП-215 0.4кВ	3.5	10.7		0.04	-0	-0	

Рисунок 3.24– Полученные данные расчета работы выбранного участка сети с перспективой (Ветви)

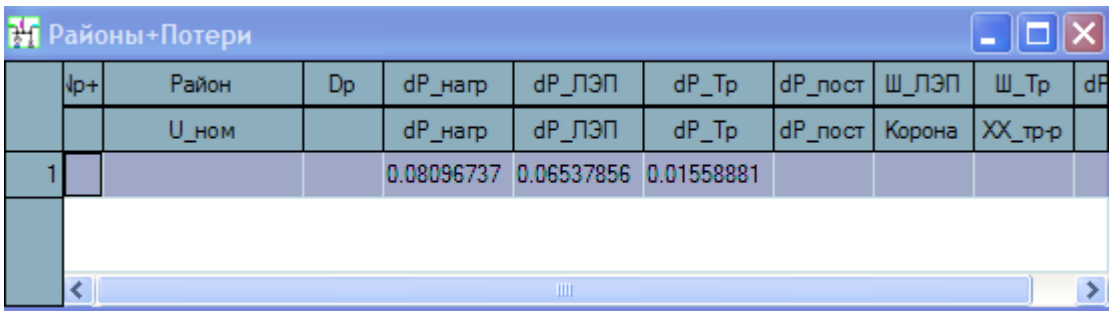


Рисунок 3.25– Суммарные потери активной мощности в нагрузках, линиях, трансформаторах

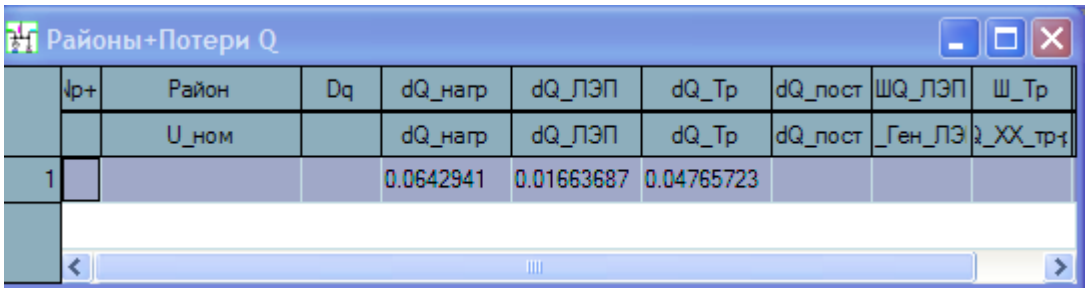


Рисунок 3.26– Суммарные потери реактивной мощности в нагрузках, линиях, трансформаторах

Вывод: При нагрузках минимального и максимального режимах работы сети мы из рисунков 3.23 - 3.26 видим, что напряжения на 7 трансформаторных подстанциях пришли в норму и соответствуют стандартам ±5% .

Потери активной мощности зимнего и летнего сезонов соответственно составили 101,5 кВт и 80,9 кВт.

Годовые потери активной мощности:

$$\sum \Delta W_{год} = 24 \cdot 200 \cdot 101{,}5 + 24 \cdot 80{,}9 \cdot 165 = 487200 + 320364 = 807564 \text{ кВт·ч.}$$

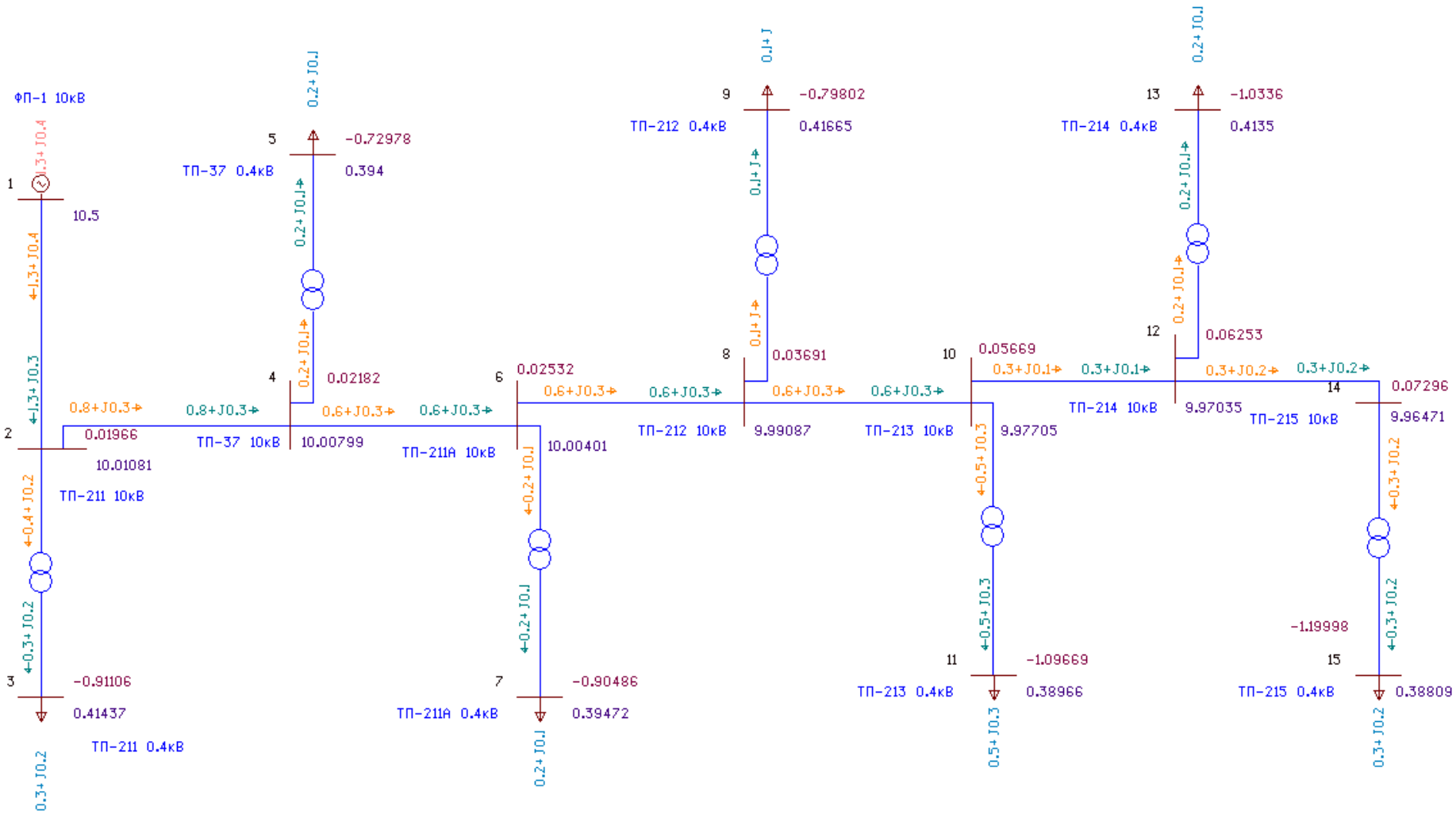


Рисунок 3.27 – Расчетная схема при расчете работы сети с установкой НБСК на шины 0,4кВ

3.5 Анализ результатов расчетов

Полученные расчеты сводим в таблицу. Из расчетов видно, что установка батарей конденсаторов уменьшило годовое количество потерь электроэнергии на 19964 кВ ·ч.

Таблица 3.1 – Значения потерь для всех режимов

Режимы	ΔW, кВт · ч	ΔW*14,5, тг
Существующий «max»	384000	5568000
Существующий «min»	280764	4071078
С перспективой «max»	501600	7273200
С перспективой «min»	325908	4725666
Установка УК-0,4-66,7 У3* на шины 0,4 кВ «max»	487200	7064400
Установка УК-0,4-66,7 У3* на шины 0,4 кВ «min»	320364	4645278

4 Безопасность жизнедеятельности

4.1 Анализ условий труда

Безопасность жизнедеятельности (БЖД) – система знаний, обеспечивающая безопасность обитания человека в производственной и непроизводственной среде, и развитие деятельности по обеспечению безопасности в перспективе с учетом антропогенного влияния на среду обитания. Как всякая наука, БЖД имеет свои цели, задачи и принципы, используемые для решения практических и теоретических задач. Цель БЖД исходит из определения этой науки и представляет собой достижение безопасности в среде обитания. Безопасность человека определяется отсутствием производственных и непроизводственных аварий, стихийных бедствий и других природных явлений и опасных факторов, вызывающих травмы или резкое ухудшение здоровья, вредных факторов, вызывающих заболевание человека и снижение его работоспособности. Исходя из этого, целями БЖД являются:

- создание комфортных условий обитания человека;
- идентификация воздействий факторов среды обитания на человека;
- разработка мер защиты человека и среды обитания от негативных воздействий;

- обеспечение безопасности, экологичности техники и технологических процессов при их проектировании и эксплуатации;

- прогнозирование и оценка индивидуального и социального риска, а также последствий чрезвычайных ситуаций;

- разработка мер по предупреждению и ликвидации последствий чрезвычайных ситуаций.

Подстанция является источником воздействия на окружающую среду, основными из которых являются: электромагнитное воздействие, радиопомехи, трансформаторы – источники шума и возможного загрязнения вод маслом.

На период строительства источниками загрязнения окружающей среды являются строительные механизмы, которые при своем движении нарушают почвенно-растительный покров.

В местах складирования горюче-смазочных средств возможно загрязнение растительно-почвенного слоя.

Возможно загрязнение района строительства отходами производства.

4.2 Молниезащита подстанции

Для приема электростатического заряда молнии и отвода ее токов в землю служат специальные части молниезащиты-молниеотводы, которые состоят из несущей части (опоры), молниеприемника, токоотвода и заземлителя.

По конструкции различают молниеотводы:

1) одиночный стержневой;

2) двойной стержневой - 2 стержневых молниеотвода, расположенные по разные стороны защищаемого объекта;

3) тросовый - между двойными стержневыми молниеотводами натянут стальной трос;

4) молниеприемная сетка, укладываемая на неметаллическую кровлю.

Опоры молниеотводов могут выполняться из стали, железобетона, дерева. Молниеприемники стержневые изготавливаются из стали сечением не менее 100 мм^2 и длиной не менее 200 мм. В качестве молниеприемника могут служить металлические конструкции объектов (трубы, дефлекторы, кровля и т.п.).

Молниеприемники тросовых молниеотводов выполняются из стального многопроволочного оцинкованного троса сечением не менее 35 мм^2. Молниеприемная сетка выполняется из стальной проволоки 6-8 мм или полосовой стали сечением не менее 46 мм^2 и укладывается непосредственно на кровлю или под слой негорючего утеплителя или гидроизоляции. Узлы сетки соединяются сваркой. Размер ячеек должен быть не более 36м2 (6*6 м) для защиты II категории и 150 м^2 (12*12) для III категории.

Для молниезащиты II и III категории допускается в качестве молниеприемника использовать металлическую кровлю.

Все металлические элементы объекта, расположенные на крыше должны быть соединены с металлом кровли или сетки, а неметаллические элементы, возвышающиеся над кровлей должны иметь дополнительные молниеприемники.

Токоотводы, соединяющие сетку или кровлю с заземлителями прокладываются не реже, чем через 25 м по периметру здания.

Токоотводы выполняются в виде стальных тросов, полос, труб, сечением (24-48 мм^2) согласно СН РД и прокладываются к заземлителям кратчайшим путем.

Они должны быть оцинкованы, пролужены или окрашены. При прокладке во избежание разрыва от электродинамических усилий при больших токах молнии, необходимо избегать острых углов и петель.

Заземлители делятся на:

а) углубленные из полосовой или круглой стали, укладываемые на дно котлована;

б) вертикальные из стальных ввинчиваемых стержней (2-5 м) или на уголковой стали; верхний конец заземлителя углубляется на 0,6-0,7 м.

в) горизонтальные - из круглой или полосовой стали (160 мм^2) уложенные на глубине 0,6–0,8 м в виде одного или нескольких симметричных лучей.

г) комбинированные - вертикальные и горизонтальные. Сечение элементов заземлителей должны быть не менее требуемых РД.

Соединение молниеприемников токоотводов и заземлителей на сварке. Среднегодовая интенсивность грозовой деятельности в часах определяется по спецкарте РД.

Ожидаемое количество поражений молнией по Карагандинской области в год:

$$N = (S+6*h)*(L+6*h)*n*1000000,$$

где S, L - соответственно ширина и длина защищаемого объекта, м;

h - наибольшая высота объекта, м;

n - среднегодовое число ударов молний в 1 км^2 земной поверхности.

4.3 Расчет молниеотвода

Защитные свойства стержневого молниеотвода характеризуется зоной защиты, под которой понимают пространство вокруг молниеотвода, где поражение защищаемого объекта атмосферными разрядами маловероятно. Радиус защиты r_x молниеотвода определяется по формуле для молниеотводов высотой до 30 м.

$$h_\alpha = h - h_x, \qquad (4.2)$$

где: h = 26,2 м - полная высота молниеотвода;

h_x = 6м - высота защитного объекта.

$$h = 26,2 - 6 = 20,2 \text{ м};$$

$$r_x = 20,2 \cdot \frac{1,6}{1 + \frac{6}{26,2}} = 26,3 \text{ м}.$$

Таким образом, при высоте молниеотводов равной 26,2 м, данная подстанция будет находиться в защитной зоне.

h = 26,2 м - полная высота молниеотвода;

Д = 50 и 60 м - расстояние между молниеотводами.

$$h_{01} = 4 \cdot 26,2 - \sqrt{9 \cdot 26,2^2 + 0,25 \cdot 50^2} \approx 22 \text{ м}.$$

Расчётная ширина зоны защиты на высоте h_x находятся по формуле:

$$B_x = 3 \cdot (h_0 - 1,25 \cdot h_x), \quad (4.4)$$

где h_o - наименьшая высота защитной зоны.

$$B_{x1} = 3 \cdot (22 - 1,25 \cdot 6) \approx 44 \text{ м}$$

По результатам расчёта производим необходимые построения очертаний зоны защиты.

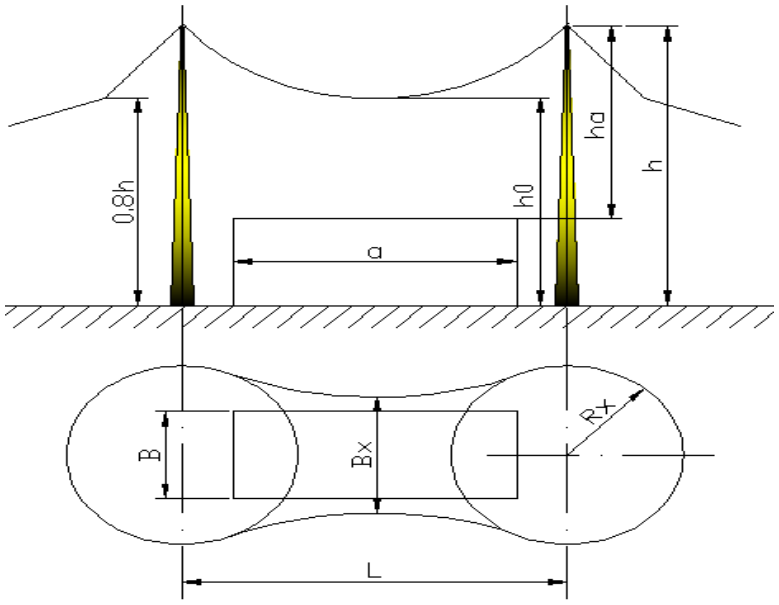


Рисунок 4.1 - Защитная зона двойного молниеотвода

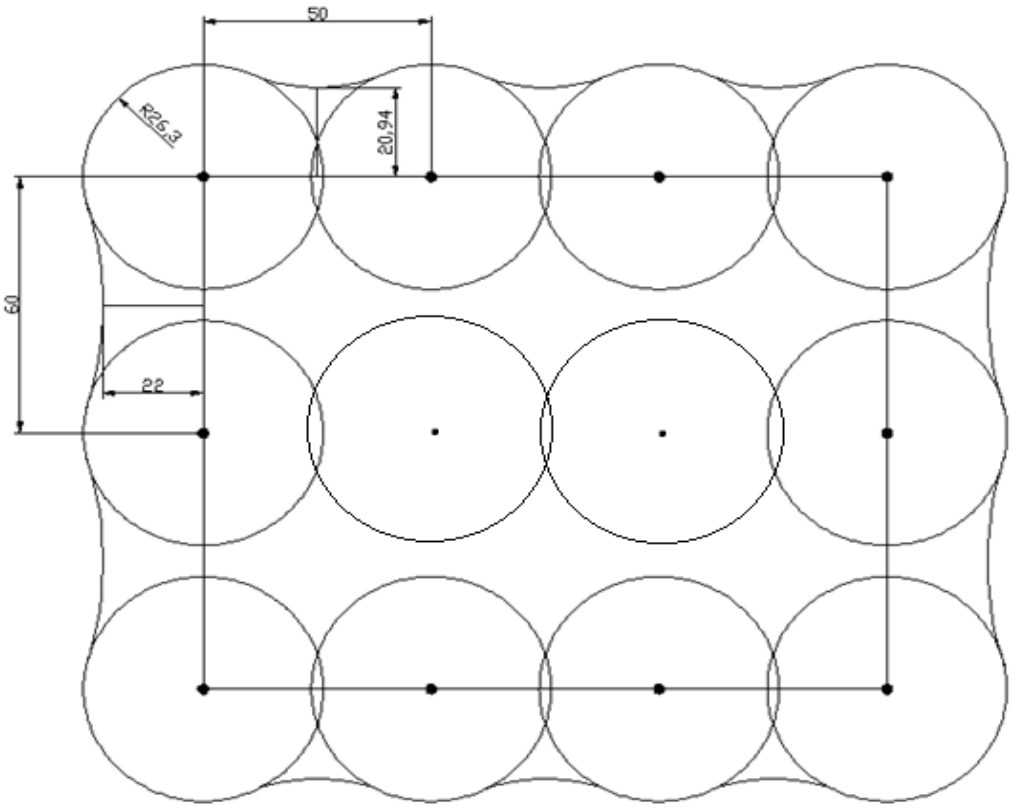


Рисунок 4.2 - Защитная зона подстанции

4.3 Определение площади пожара при возгорании трансформаторного масла трансформатора ТМ – 400

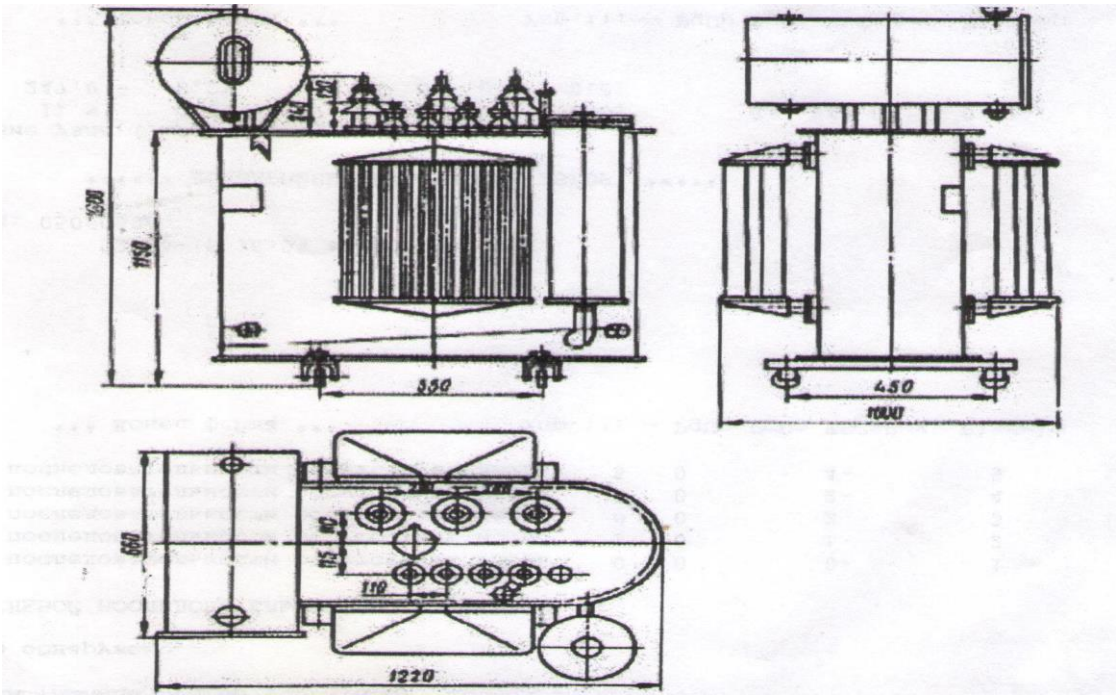


Рисунок 4.3 – Трансформатор типа ТМ – 400

Полный объем масла $V = 3{,}5 м^3$, $q_i = 1{,}2 \cdot 10^3 кг \cdot м^3$.

Определим количество горючего вещества на единицу площади:

$$q_{M1} = \frac{q_i}{S} кг \cdot м^{-2}, \tag{4.5}$$

где S - площадь трансформатора, принимаем $S = 59 м^2$.

$$q_{M1} = \frac{1{,}2 \cdot 10^3}{59} = 20{,}3 кг \cdot м^{-2}$$

Количество приведенной пожарной нагрузки найдем по формуле:

$$q_1 = q_{M1} \cdot \frac{Q^p_{H1}}{13{,}8}, \tag{4.6}$$

где Q^p_{H1} - теплота сгорания i-го материала, принимаем 13,4 *МДж·кг*$^{-1}$.

$$q_1 = 20{,}3 \cdot \frac{13{,}4}{13{,}8} = 19{,}7 МДж \cdot кг^{-1}.$$

Вычислим продолжительность начальной стадии пожара по формуле:

$$t_{Н.С.П} = 0{,}94 \cdot 10^{-2} \cdot t_{Н.С.П}{}^{пр} \left(\frac{1}{\varphi_{ср} \cdot Q^p_{НСР} \cdot u^2}\right)^{\frac{1}{3}}, \tag{4.7}$$

где $t_{Н.С.П}{}^{пр}$ - продолжительность стадии пожара, принимаем $6 \cdot 10^2$с;

$\varphi_{ср}$ - средняя скорость выгорания пожарной нагрузки в начальной стадии пожара, определяем по формуле:

$$\varphi_{ср} = \frac{\Sigma q_{Mi} \cdot \varphi_i}{\Sigma q_{Mi}}, кг \cdot м^{-2} \cdot с^{-1}, \tag{4.8}$$

где φ_i - скорость выгорания в начальной стадии пожара,

$$\varphi_{ср} = \frac{20{,}3 \cdot 0{,}0055}{20{,}3} = 0{,}0055 кг \cdot м^{-2} \cdot с^{-1},$$

$Q^p_{НСР}$ - средняя теплота сгорания пожарной нагрузки, вычисляем по формуле:

$$Q^p_{HCP} = \frac{\Sigma q_{Mi} \cdot Q^p_{Hi}}{\Sigma q_{Mi}}, МДж \cdot кг^{-1}, \quad (4.9)$$

$$Q^p_{HCP} = \frac{20,3 \cdot 13,4}{20,3} = 13,4, МДж \cdot кг^{-1},$$

u - линейная скорость распространения пламени, принимаем 1,33 м·с$^{-1}$.

$$t_{Н.С.П} = 0,94 \cdot 10^{-2} \cdot 6 \cdot 10^2 \cdot (\frac{1}{0,0055 \cdot 13,4 \cdot 1,33^2 \cdot 10^{-2}})^{\frac{1}{3}} = 240.$$

Площадь пожара вычисляем по формуле:

$$F_П = \left(\frac{t_i}{t_{Н.С.П}} \right)^2 \cdot S, м^2 \quad (4.10)$$

где t_i - время локализации пожара, принимаем 20 мин (=1200 с);

S - площадь, занимаемая пожарной нагрузкой;

$$F_П = \left(\frac{1200}{240} \right)^2 \cdot 59 = 1475 м^2 .$$

4.4 Система автоматического пожаротушения

В качестве огнетушащего вещества применяется комбинированный углекислотно—хладоновый состав.

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

$$m_d = k \cdot g_n \cdot V, \quad (4.11)$$

где k = 1,2 — коэффициент компенсации не учитываемых потерь;

$g_п$ = 0,4 — нормативная массовая концентрация;

V – Объем помещения;

$$v = a \cdot b \cdot h, \quad (4.12)$$

где a=6 м — длина помещения;

b=6 м — ширина помещения;

h=2,5 м — высота помещения;

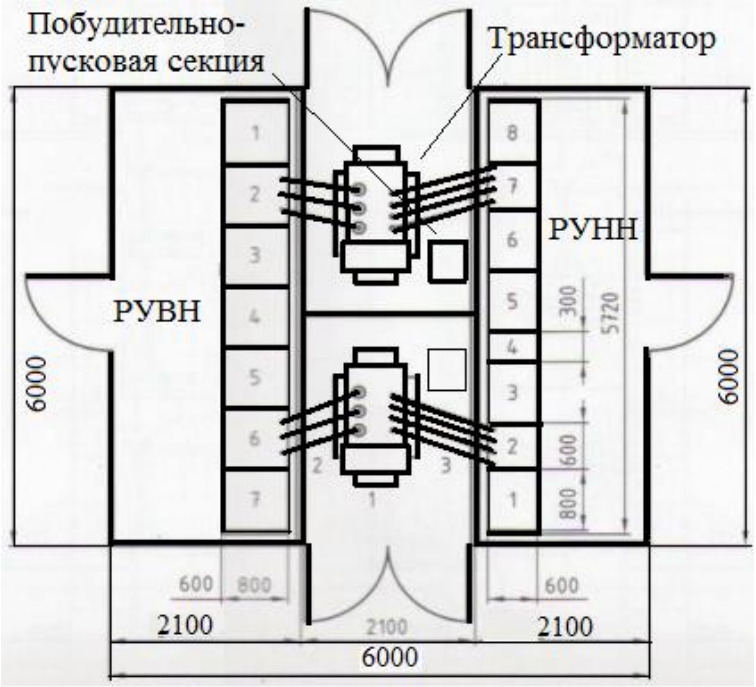
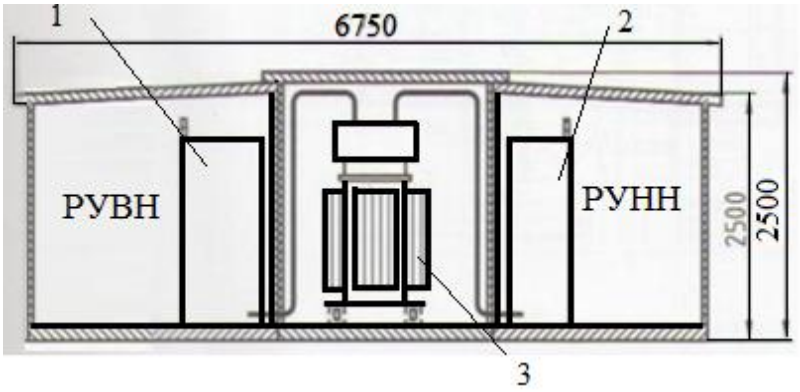


Рисунок 4.4 - Вид сверху, компоновка и габаритные размеры трансформаторной подстанции



1 - распределительное устройство высокого напряжения; 2 - распределительное устройство низкого напряжения; 3 - трансформатор

Рисунок 4.5 - Вид спереди, компоновка и габариты трансформаторной подстанции

$$v = 6 \cdot 6 \cdot 2,5 = 90 \ м^3,$$

$$m_d = 1,2 \cdot 0,4 \cdot 90 = 43 \ кг.$$

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

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

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

$$d_i = 12 \cdot \sqrt{2} = 17 \text{ мм.}$$

где S — площадь сечения трубопровода, мм^2;

ε — число оросителей;

$$A_3 = \frac{3{,}14 \cdot 8{,}5^2}{3} = 75 \text{ мм}^2.$$

Расход углекислотно - хладонового состава Q, *кг / с*, в зависимости от эквивалентной длины и диаметра трубопровода равна 1,4 кг/с.

Расчетное время подачи углекислотно—хладонового состава определяется по формуле:

$$t = \frac{m_d}{60 \cdot Q}, \tag{4.15}$$

$$t = \frac{43}{60 \cdot 1{,}4} = 0{,}5 \text{ мин.}$$

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

$$m = 1{,}1 \cdot m_d \cdot \left(1 + \frac{k_2}{k}\right), \tag{4.16}$$

где $k_2 = 0{,}2$ — коэффициент учитывающий остаток углекислотно-хладонового состава в баллонах и трубопроводах:

$$m = 1{,}1 \cdot 43 \cdot \left(1 + \frac{0{,}2}{1{,}2}\right) = 55 \text{ кг.}$$

5 Экономическая эффективность статических батарей конденсаторов реактивной мощности в сетях 6-10 кВ

5.1 Характеристика потребителей

Основными потребителями электроэнергии на промышленных предприятиях и в городских сетях являются такие индуктивные приемники, как современная электробытовая техника, асинхронные электродвигатели и трансформаторы, электронные приборы, лампы ДРЛ, люминесцентные лампы. Их работа связана с потреблением реактивной энергии для создания электромагнитных полей. Реактивная энергия не производит полезной работы, а циркулируя между приемником и источником тока, приводит к дополнительной загрузке линий электропередачи и генераторов и, следовательно, снижает коэффициент мощности сети. Все это увеличивает потери электроэнергии на нагревание кабелей и проводов сети, а также обмоток электрических машин, ведет к необходимости повышения кажущейся мощности генераторов и трансформаторов на станциях, увеличивает колебания напряжения сети, а также влечет за собой неполное использование мощности первичных двигателей [2].

Генерирование реактивной мощности у потребителя обычно называют компенсацией реактивной мощности, а наиболее удобным и экономичным источником ее являются силовые косинусные конденсаторы, служащие для увеличения электрической мощности установок переменного тока с частотой 50 Гц и выполняющие функции энергосберегающего и повышающего качество электроэнергии оборудования.

В настоящее время состояние городских сетей находится в том положении, когда необходимо принимать меры по восстановлению рабочих характеристик до стандартных значений. Причиной этого служит резкое возрастание нагрузки потребителя, также старение оборудования, несанкционированные подключения и большие потери в распределительных сетях 6 - 10/0,4 кВ (воздушных или кабельных линиях).

Основной целью является оценка экономической целесообразности внедрения компенсирующих устройств, с помощью которых решено привести качество напряжения в городских сетях к должному уровню и сократить потери мощности [4].

Таблица 5.1 – Рабочее напряжение системы

Номинальное напряжение, кВ	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	Максимальное отклонение напряжения
10	12	(-5% до +5%)
6	7,2	(-5% до +5%)

Системы электроснабжения и электроприемники выполняются такими, чтобы наилучшее функционирование достигалось при питании их от однофазной или симметричной трехфазной системы напряжением заданной амплитуды и синусоидальной формы частотой 50 Гц. Однако в реальных электрических сетях возникают отклонения от идеальных параметров, что приводит к ухудшению работы установок потребителей электроэнергии, проявляющемуся в технико-экономическом ущербе.

Невнимание к качеству электроэнергии в процессе эксплуатации энергосистемы приводит к прогрессирующим нарушениям работы электроприемников, а также к крупным авариям.

Отклонения от идеальных показателей должны ограничиваться. Поэтому существуют нормы на допустимые отклонения, зафиксированные в государственных стандартах на качество электроэнергии.

Эти нормы приняты во всех развитых странах, и учитывая опыт и развитие систем электроснабжения и электропотребления, постепенно изменяются применительно к реальным условиям.

Отклонения напряжения от идеальных показаний отрицательно влияет на работу электроприемников потребителя, снижает их работоспособность, сокращается срок службы. Также отклонения напряжения сказываются на работе осветительных приборов. Сравнительно небольшие изменения напряжения мало сказываются на световом потоке ламп. При больших снижениях напряжения лампы или не загораются, или мигают, что резко сокращает их срок службы.

Освещенность рабочих мест существенно влияет на производительность труда. По имеющимся данным, снижение освещенности в 1,5 - 2 раза снижает производительность труда на 1 - 2 %. Кроме того, освещенность оказывает влияние на зрение, которое при понижении освещенности резко ухудшается. Учитывая, что освещенность зависит от напряжения, к нему предъявляются достаточно жесткие требования [4].

Существенно влияет отклонение напряжения на электротермические установки. Снижение напряжения приводит к увеличению длительности цикла технологического процесса. Большие отклонения напряжения в бытовых сетях приводят к массовому применению стабилизаторов напряжения. На их изготовление расходуется дефицитная трансформаторная сталь. Использование стабилизаторов вызывает потери энергии в стали и потребление значительной реактивной мощности, вызывающей как дополнительные потери энергии на ее передачу, так и отклонение напряжения в сети.

Доля технологических потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях напряжением 6-10 кВ в среднем составляет 8-12% от величины электроэнергии, отпущенной в сеть данного напряжения. Величина потерь электроэнергии определяется параметрами электрической схемы, конструкцией сетей и режимом нагрузки. Как показали расчеты для реальных сетей 10 кВ, потери электроэнергии существенно зависят

от величины реактивной мощности, передаваемой потребителям по элементам сети. Например, при изменении коэффициента мощности (tg φ) от 0,5 до 0,8 потери электроэнергии увеличиваются примерно на 20%.

Анализ показаний счетчиков активной и реактивной электроэнергии показал, что значения коэффициентов мощности на шинах 10 кВ источников питания и на подстанциях 35-110/10 кВ изменяются в процессе эксплуатации и достигают значений 0,77-0,85. То есть, потери электроэнергии при передаче реактивной мощности становятся существенными [4].

Эффективным способом снижения потерь электрической энергии в сетях 10 кВ является установка батарей статических конденсаторов.

Задачи, решаемые с помощью батарей статических конденсаторов (БСК):

- Уменьшение потерь электроэнергии;
- Стабилизация уровня напряжения (сокращение потерь напряжения);

Повышение качества электрической энергии;

Снижение потребления реактивной энергии из мощных сетей;

Увеличение пропускной способности электросети без увеличения мощностей силового оборудования.

Эти конденсаторные батареи увеличивают устойчивость системы снабжения электричеством [8].

5.2 Характеристика компенсирующих устройств

Замена устаревшего оборудования, восстановление распределительных сетей в городских электрических сетях это очень длительный процесс, который требует не только больших затрат времени, но и немалых материальных вложений. Поэтому задачей данного проекта является осуществление мероприятия по внедрению компенсирующих устройств в городские распределительные сети [9].

В качестве компенсирующих устройств использованы статические батареи конденсаторов, типа УК-0,4-66,7 У3*. Установка конденсаторной батареи дает большую экономию времени, так как она укомплектована таким образом, что для ее установки требуется произвести реконструкцию помещения трансформаторной подстанции, установить и подключить к шинам 10 кВ.

Выпуском конденсаторных установок занимается Усть-Каменогорский конденсаторный завод. Усть-Каменогорский конденсаторный завод-первенец электротехнической промышленности Рудного Алтая, он первым в СНГ освоил производство комплектных конденсаторных установок и имеет производственные мощности, позволяющие занимать ведущее место по объему выпуска силовых конденсаторов [7].

Завод производит косинусные конденсаторы низкого и высокого напряжения для компенсации реактивной мощности, широкую гамму

комплектных конденсаторных установок, в том числе и с автоматическим регулированием. Главное преимущество этих установок:

Потребитель получает уже готовую для эксплуатации установку, которая освобождает его от необходимости проектирования, закупки комплектующего оборудования и его монтажа. Достаточно установку поставить в нужном месте и подключить;

В электроэнергетике высоковольтные линии электропередач могут быть использованы в качестве линий связи. С этой целью заводом выпускаются специальные конденсаторы для высокочастотной связи по высоковольтным линиям электропередач, которые также могут быть снабжены дополнительным элементом отбора мощности. Автоматизация машиностроения, как известно, основана на широком использовании электрических установок сварки и нагрева металлов и металлических деталей, для их плавления, закалки и других операций при повышенных частотах. Подобные установки имеют очень низкий коэффициент мощности и без конденсаторов работать не могут [3].

5.3 Расчет потерь электроэнергии

Расчеты по потерям вывелись в специализированной программе RastrWin3 программа для расчета параметров сетей и систем.

Реальные потери до установки компенсирующих устройств составили:

- суммарные потери активной мощности в кабельных линиях, трансформаторах и в узлах нагрузки составили: $\Delta P_{зима}$= 104,5 кВт/ч и $\Delta P_{лето}$=82,3 кВт/ч.

Рассчитаем стоимость потерь электроэнергии до установки компенсирующих устройств.

Так как полная мощность в городских сетях не учитывается, а платим мы только за активную мощность регистрируемую счетчиками тогда $\Delta S = \Delta P$

Тариф для конечных потребителей за 1 кВт/ч в Балхаше составляет 14,5 тенге, тогда стоимость потерь электроэнергии до установки конденсаторных батарей будет равна:

$$\sum \Delta W_{год} = 24 \cdot 104,5 \cdot 200 + 24 \cdot 165 \cdot 82,3 = 501600 + 325908 = 827508 \text{ кВт·ч}$$

$$Э_1 = \Delta W_1 \cdot t = 827508 \cdot 14,5 = 11998866 \text{ тенге/год.} \qquad (5.1)$$

Далее рассчитаем стоимость потерь электроэнергии после установки компенсирующих устройств.

Потери мощности ТП после установки компенсирующих устройств составляют: ΔРзима=101,5 кВт и ΔРлето=80,9 кВт.

$$\sum \Delta W_{год} = 24 \cdot 200 \cdot 101,5 + 24 \cdot 80,9 \cdot 165 = 487200 + 320364 = 807564 \text{ кВт·ч.}$$

Стоимость потерь электроэнергии после установки батарей конденсаторов составят:

$$Э_2=\Delta W_2 \cdot t = 807564 \cdot 14,5 = 11709678 \text{ тенге/год.} \quad (5.2)$$

Экономия потребления электроэнергии за счет снижения потерь в результате установки статических батарей конденсаторов в городе Балхаш на ФП-1, фидере 210 составит:

$$\Delta Э = Э_1 - Э_2 = 11998866 - 11709678 = 289188 \text{ тенге/год.} \quad (5.3)$$

5.4 Расчет капитальных вложений

Общая сумма капитальных вложений (ΣК) рассчитывается по формуле:

$$\sum К = К_{ст}+К_{инф}+К_{дос}+К_{мон}. \quad (5.4)$$

Таблица 5.2 - Место установки и стоимость ($К_{ст}$) конденсаторных установок

№ ТП	Тип установки	Стоимость в тенге
ТП-211	УК-0,4-66,7 У3*	230000
ТП-212	УК-0,4-66,7 У3*	230000
ТП-214	УК-0,4-66,7 У3*	230000
Итого:		690000

$К_{инф}$ – капитальные вложения в инфраструктуру. Они составляют 25% от стоимости приобретения оборудования:

$$К_{инф} = 0,25 \cdot 690000 = 172500 \text{ тенге.} \quad (5.5)$$

Капитальные вложения в доставку составляет 20%:

$$К_{дос} = 690000 \cdot 0,20 = 138000 \text{ тенге.} \quad (5.6)$$

Капитальные вложения в монтаж 40%:

$$К_{мон} = 690000 \cdot 0,40 = 276000 \text{ тенге.} \quad (5.7)$$

Общие капиталовложения:

$$\sum К = 690000+172500+138000+276000 = 1276500 \text{ тенге.} \quad (5.8)$$

В дипломной работе экономия определена за счет сокращения потерь электроэнергии после устранения отклонений напряжения в сетях.

Расчет показывает, что эффективность внедрения компенсирующих устройств определяется величиной стоимости снижения потерь электроэнергии над капитальными вложениями в эти устройства [9].

Срок окупаемости показывает период, за который энергопредприятие осуществляя свою основную деятельность, освоит вложенные в проект средства. Срок окупаемости капитальных вложений будет равен:

$$T = \frac{\sum K}{\Delta Э} = \frac{1276500}{289478} = 4{,}6 \approx 5 лет \qquad (5.9)$$

Вывод: Применение компенсирующих устройств — это очень выгодное мероприятие, которое быстро окупается и позволяет улучшить показатели электроэнергии, такие как напряжения в узлах потребителей, снизить потери полной мощности в элементах сети, а также увеличить пропускную способность питающих линий и трансформаторов, при капиталовложениях в сумме 9324000 тенге мы получаем экономию за счет снижения потерь в размере 1888561 тенге в год.

Заключение

В результате выполненных расчетов по оптимизации режимов городских распределительных сетей 6 – 10/0,4 кВ в данной дипломной работе сделаны следующие выводы:

1) Целью оптимизации режима в городских распределительных сетях понимается снижение потерь электроэнергии. В связи с возросшим уровнем потребления реактивной электроэнергии, наиболее эффективным способом снижения потерь является компенсация реактивной мощности в узлах нагрузки. В городских распределительных сетях компенсация реактивной мощности экономически выгодно использование нерегулируемых батарей статических конденсаторов. Это обусловлено следующими факторами: график потребления реактивной мощностью по сравнению с активной имеет относительно постоянный характер потребления, что позволяет скомпенсировать значительную долю потребления реактивной энергии в узле нагрузки.

2) Оценка экономической эффективности на основе критериев срока окупаемости и приведенных затрат для установки НБСК на рассмотренном участке распределительной сети наиболее выгодным вариантом размещения НБСК на шинах ТП 0,4 кВ со сроком окупаемости 4,5 года.

Целесообразным вариантом установки нерегулируемыми конденсаторными батареями является установка КУ на шинах ТП 0,4кВ. Так как в этом случае получили наилучший эффект от компенсации реактивной мощности в распределительной сети, что позволило значительно снизить долю потерь электроэнергии. И тем самым позволило отодвинуть сроки строительства новых вводимых мощностей, что очень актуально для нашего региона

Список литературы

1. Электротехнический портал lhttp://electricalschool.info.

2. В.А Козлов «Городские распределительные электрические сети» - Энергоиздат 1982. - 174с.

3. Ю.С Железко «Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях» Энергоатомиздат 1989. - 175с.

4. Воротницкий В.Э., Калинкина М.А. Расчет, нормирование и снижение потерь электроэнергии в электрических сетях. Учебно-методическое пособие. – М.: ИПК госслужбы, 2002. – 64с.

5. Ковалев И.Н. Выбор компенсирующих устройств при проектировании электрических сетей. – М.: Энергоатомиздат, 1990. - 200с.

6. Ф.Ф Карпов «Компенсация реактивной мощности в распределительных сетях». М., «Энергия», 1975. - 184с.

7. Каталог продукции АО «УККЗ» http://www.ukkz.com/

8. Характеристика батарей статических конденсаторов (БСК) http://www.matic.ru/

9. Электротехнический портал http://www.proelectro2.ru/.