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
Тлебетаулов Е.К.
(Ф.И.О., ученая степень, звание)
(подпись) «2» 06 2016 г.

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: Развитие электрических сетей 110 кВ Жезказганских энергоузла

Специальность 5В071800 - Электроэнергетика

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

Научный руководитель Михалкова Е.Г., к.т.н., доцент
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Консультанты:
по экономической части:

к.э.н., доцент Валиева Л.Ш.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
(подпись) «02» июня 2016 г.

по безопасности жизнедеятельности:

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

Нормоконтролер: ст.пр. Соколова И.С.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
(подпись) «02.» 06 2016 г.

Рецензент: к.т.н. профессор Каз НАУ Исаханов М.Ж.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
(подпись) «7» 06 2016 г.

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 Кудинов Виталий Алексеевич
(фамилия, имя, отчество)

Тема проекта Развитие электрических сетей 110 кВ Жезказганского энергоузла

утверждена приказом ректора № 7 от «08» февраль 2016 г.
Срок сдачи законченной работы «30» 05 2016 г.
Исходные данные к проекту требуемые параметры результатов проектирования (исследования) и исходные данные объекта
Карта схема рассматриваемого участка Жезказганского энергоузла; электрическая схема рассматриваемого участка; нагрузки ПС за 2015 год; сечение, длина и марка проводов; типа мощности, количество трансформаторов на ПС;

Перечень подлежащих разработке дипломного проекта вопросов или краткое содержание дипломного проекта:
1 Анализ развития Жезказганского энергоузла и постановка задачи работы
2 Расчет участка существующих сетей 110 кВ Жезказганских энергоузла
3 Расчет вариантов развития схем электрической сети
4 Технико-экономическое сравнение вариантов схемы сети
5 Анализ режимов работы принятого варианта развития эл. сети
6 Безопасность жизнедеятельности
7 Экономическая часть

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

Существующие сети 110 кВ Жезказганского энергоузла и данные по нагрузкам

Электрическая схема рассматриваемого участка Жезказганского энергоузла. Данные по ЛЭП и трансформаторам

Расчет существующих сетей 110 кВ рассматриваемого участка Жезказганского энергоузла

Выбор вариантов развития сетей 110 кВ Жезказганского энергоузла.

Анализ режимов работы участка электрических сетей с выдачей ПС Карыш с учетом нагрузок 2025 г.

Полученные результаты расчета потерь

Рекомендуемая основная литература

1. Правила устройства электроустановок. - Астана 2003. - 592 с.
2. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций. "Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования - М.: Энергоатомиздат. 1989. - 311 с
3. Идельчик В.И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов, М.: Энергоатомиздат, 1989 - 592 с
4. Самсонов В.С., Вагин Н.А. Экономика предприятий энергетического комплекса: Учебник для вузов - 2-е изд. Высшая школа 2003 г.

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
БЖД	Досабаев М.К.	01.02 - 01.06.16	
Экономическая часть	Рамазева Л.Ш.	10.03 - 02.06.16	

ГРАФИК
подготовки дипломного проекта

№ п/п	Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления руководителю	Примечание
1	Анализ развития Жезказганского энергоузла и постановка задачи работы	10.02.16 г.	
2	Расчёт участка существующих сетей 110 кВ Жезказганского энергоузла	4.03.16 г.	
3	Расчет вариантов развития схем электрической сети	1.04.16 г.	
4.	Технико - экономическое сравнение вариантов схемы сети	28.04.16 г.	
5.	Анализ режимов работы принятого варианта развития эл. сети	02.05.16 г.	
6.	Безопасность жизнедеятельности	15.05.16 г.	
7.	Экономическая часть	25.05.16 г.	

Дата выдачи задания «08» февраль 2016 г.

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

Руководитель _____ Михалкова Е.Р.
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Задание принял к исполнению
студент _____ Кудимов Я.Ф.
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Аннотация

В дипломной работе на тему «Развитие электрических сетей110 кВ Жезказганского энегоузла» был произведен анализ существующих сетей Жезказганского района; намечены два возможных варианта конфигурации развития сетей 110 кВ; произведено технико-экономическое обоснование и выбран наиболее целесообразный вариант подключения подстанции «ПС Көркем»; произведен анализ режимов работы выбранного варианта сети.

Так же в дипломный проекте выполнены разделы «Безопасность жизнедеятельности» и «Экономика».

Annotation

In the research paper entitled " Development of a network of electrical setey110 kV Zhezkazgan enegouzla " analysis of existing networks of Zhezkazgan region was produced ; outlined two possible configurations of networks 110 kV ; produced a feasibility study and select the most appropriate option to connect the substation "SS Kөrkem " ; The analysis of operating modes of the option selected network.

Also in the graduation project performed the sections " Safety" and "Economy" .

Андапта

«Жезқазған 110 кВ энергиятүйіншегін дамыту» тақырыбындағы дипломдық жұмыста Жезқазған ауданындағы бар электр желілерін талдау жасалынды; 110 кВ желілерінің дамуының екі үйлесімді ықтимал нұсқасы болжамдалды. «ПС Көркем» қосалқы стансасын қосуға лайықты нұсқа таңдалып, технико-экономикалық негіздеме жасалынды; таңдалған нұсқа желісінің жұмыс мерзімін талдау жасалынды.

Сонымен қатар дипломдық жұмыста «Адам өмірінің қауіпсіздігі» және «Экономика» тараулары орындалды.

Содержание

Введение…….....7
1 Анализ развития Жезказганского энергоузла и постановка задачи работы.....9
1.1 Развитие электроэнергетики Казахстана…….....9
1.2 Сектор производства электрической энергии…….....9
1.3 Основные направления развития электроэнергетики Казахстана..….....10
1.4 Географическая характеристика рассматриваемого района …..…….....13
1.5 Перспективы развития Жезказганского энергоузла……..……...16
1.6. Постановка задачи работы…….....19
2 Расчет участка существующих сетей 110 кВ Жезказганского энергоузла….20
3 Расчет вариантов развития схем электрической сети.....28
3.1 Составление и выбор конфигурации электрической сети……..... 28
3.2 Выбор главных понижающих трансформаторов на ПС Көркем..…….....30
3.3 Расчет параметров сети для первого варианта схемы развития ……..…...31
3.4 Расчет параметров сети для второго варианта развития схемы…...….....35
4 Технико-экономическое сравнение вариантов схемы сети……..……39
5 Анализ режимов работы принятого варианта развития электрической сети……....46
5.1 Расчет максимального режима электрической сети…….....46
5.2 Расчет минимального режима электрической сети …….....49
5.3 Расчет послеаварийного режима электрической сети……..…...……...51
5.4 Анализ расчета режимов работы электрических сетей с учетом развития сети и вводом новой ПС Көркем…….……...53
6 Безопасность жизнедеятельности…….……..55
6.1Анализ поражения электрическим током…….....55
6.2 Защита персонала от поражения электрическим током……..57
6.3 Защита от электромагнитного поля высокого напряжения…….....64
7 Экономическая часть ……...……67
7.1 Цели разработки проекта……...……..67
7.2 Расчет технико-экономических показателей подстанции..…….....68
7.3 Показатели финансово-экономической эффективности……...……....74
Заключение……..…….....77
Список литературы……...…….……..78

Введение

Важной особенностью развития ЭЭС является обеспечение надежного и бесперебойного питания потребителей. Бесперебойность электроснабжения воплощает в себе множество взаимозависимых составляющих: начиная от разработки и изготовления огромного количества разнотипного оборудования и аппаратуры, качества проектов, монтажа, наладки и до ввода в действие оборудования и доведения режима его работы до нормы.

Выбор типа, мощности, числа и мест размещения источников питания является сложной самостоятельной задачей проектирования. Эта задача решается с учетом влияния соответствующей электрической сети. Обычно уменьшение числа источников питания при снижении их стоимости приводит к утяжелению электрической сети и ее удорожанию. В некоторых случаях в связи с этим приходится вводить коррективы даже и при размещении потребителей электроэнергии.

Задачей проектирования энергосистем является разработка с учётом новейших достижений науки и техники, и технико-экономическое обоснование решений, определяющих формирование энергетических объединений и развитие электрических станций, электрических сетей и средств их эксплуатации и управления, при которых обеспечивается оптимальная надёжность снабжения потребителей электрической и тепловой энергией в необходимых размерах и требуемого качества с наименьшими затратами.

Проектирование развития энергосистем и электрических сетей осуществляется в иерархической последовательности и включает в себя выполнение комплекса вне стадийных проектных работ.

Проект развития электрических сетей выполняется в качестве самостоятельной работы, именуемой «Схемой развития электрической сети энергосистемы» (объединённой, районной, города, промышленного узла и др.), или как составная часть «Схемы развития энергосистемы».

Вопросы составления энергетического баланса страны, определения перспектив развития отдельных районов и использования сырьевых ресурсов, выбора мощности и местоположения электростанций, размещения крупных энергоемких предприятий, объединения энергосистем не могут быть решены без учета электрических сетей. При этом нельзя выбирать отдельно наивыгоднейшие параметры электростанций, электрических сетей и т. п. Эти вопросы необходимо решать комплексно с учетом взаимного влияния таким образом, чтобы было обеспечено наиболее эффективное и рациональное использование имеющихся энергетических ресурсов. Только после этого может вестись рабочее проектирование отдельных элементов электрических систем: электростанций, электрических сетей различных напряжений, устройств защиты и автоматики и т.п [1].

.

В процессе проектирования осуществляется взаимный обмен информацией и увязка решений по развитию электрических сетей различных назначений и напряжений.

При различном составе и объёме задач, решаемых на отдельных этапах проектирования электрических сетей, указанные работы имеют следующее примерное содержание:

анализ существующей сети рассматриваемой энергосистемы, включающей её рассмотрение с точки зрения загрузки, условий регулирования напряжения, выявления узких мест в работе;

определение электрических нагрузок потребителей и составление балансов активной мощности по отдельным подстанциям и энергоузлам, обоснование сооружения новых подстанций;

выбор расчётных режимов работы электростанций, и определение загрузки проектируемой электрической сети;

электрические расчёты различных режимов работы сети и обоснование схемы построения сети на рассматриваемые расчётные уровни; проверочные расчёты статической и динамической устойчивости параллельной работы электростанций, выявление основных требований к системной противоаварийной автоматике;

составление баланса реактивной мощности и выявление условий регулирования напряжения в сети, обоснование пунктов размещения компенсирующих устройств, их типа и мощности;

расчёты токов короткого замыкания в проектируемой сети и установление требований к отключающей способности коммутационной аппаратуры, разработка предложений по ограничению токов короткого замыкания;

сводные данные по намеченному объёму развития электрической сети натуральные и стоимостные показатели, очерёдность развития.

Электрические сети должны обеспечивать надежное электроснабжение потребителей и требуемое качество электроэнергии. При этом работа сетей должна соответствовать требованиям наибольшей экономичности [1].

1 Анализ развития Жезказганского энергоузла и постановка задачи работы

1.1 Развитие электроэнергетики Казахстана

Электроэнергетика является базовой отраслью экономики Казахстана. Надежное и эффективное функционирование отрасли, стабильное снабжение потребителей электрической и тепловой энергией является основой развития экономики страны и неотъемлемым фактором обеспечения жизни населения**.**

Единая электроэнергетическая система Республики Казахстан (ЕЭС РК) представляет собой совокупность электрических станций, линий электропередачи и подстанций, обеспечивающих надежное и качественное энергоснабжение потребителей республики.

Государственное регулирование в области электроэнергетики осуществляется в целях:

- максимального удовлетворения спроса потребителей энергии и защиты прав участников рынка электрической и тепловой энергии путем создания конкурентных условий на рынке, гарантирующих потребителям право выбора поставщиков электрической и тепловой энергии;
- обеспечения надежного и стабильного функционирования электроэнергетического комплекса Республики Казахстан;
- единства управления электроэнергетическим комплексом Республики Казахстан как особо важной системой жизнеобеспечения хозяйственно-экономического и социального комплексов страны.

1.2 Сектор производства электрической энергии

Производство электрической энергии в Казахстане осуществляют 63 электрических станций различной формы собственности. Общая установленная мощность электростанций Казахстана составляет 18 992,7 МВт, располагаемая мощность — 14 558,0 МВт [2].

Электрические станции разделяются на электростанции национального значения, электростанции промышленного назначения и электростанции регионального назначения.

К электрическим станциям национального значения относятся крупные тепловые электрические станции, обеспечивающие выработку и продажу электроэнергии потребителям на оптовом рынке электрической энергии Республики Казахстан [2]:

- ТОО»Экибастузская ГРЭС-1;
- АО «Станция Экибастузская ГРЭС-2»;
- АО «Евроазиатская Энергетическая Корпорация» (Аксуская ГРЭС);

- ТОО ГРЭС «Корпорация Казахмыс»;
- АО «Жамбылская ГРЭС»,

а также гидравлические электростанции большой мощности, используемые дополнительно и для регулирования графика нагрузки ЕЭС РК:

- Бухтарминская ГЭК АО «Казцинк»,
- ТОО «AES Усть-Каменогорская ГЭС»,
- ТОО «AES Шульбинская ГЭС».

1.3 Основные направления развития электроэнергетики Казахстана

В настоящее время Казахстан — одно из наиболее динамично развивающихся государств региона. Стабильный рост всех секторов экономики страны ведет к соответствующему росту потребления электроэнергии. По оценкам специалистов, в Казахстане объемы потребления электроэнергии к 2015 году составят 100,9 млрд кВт/ч, а в 2030 году — 144,7 млрд кВт/ч [3].

Согласно «Мастер-плана развития электроэнергетической отрасли Республики Казахстан до 2030 года» для обеспечения дальнейшего развития экономики страны необходимо довести объемы выработки электроэнергии к 2030 году до 150,2 млрд кВт/ч.

В целях реализации данных планов планируется до 2030 года восстановление существующих и строительство новых мощностей с увеличением установленной мощности тепловых электростанций, с применением чистых угольных технологий — на 7,2 ГВт, гидроэлектростанций — на 0,7 ГВт, возобновляемых источников энергии — на 3,4 ГВт. Кроме того, изучается возможность строительства АЭС, что даст увеличение мощностей еще на 0,9 ГВт.

Масштабные объемы проектов новой генерации, основанных на передовых энергоэффективных, экологически чистых технологиях, оптимизация топливного баланса, использование конкурентных страновых преимуществ предполагают комплексную программу развития единой энергетической системы страны, включая развитие Национальной электрической сети.

Предполагается, что к 2030 году будут модернизированы действующие и введены новые мощности в Экибастузском энергоузле. Будут построены крупные угольные станции в Северном Казахстане (Тургайская ТЭС) и Балхашская ТЭС на юге Республики.

Электроэнергетика является одним из важнейших элементов топливно-энергетического комплекса, обеспечивая около 6% всего объема промышленного производства республики. Только в 2006 г.электростанциями было выработано 71,6 млрд. кВт·ч электроэнергии. Показательно, что более 80% всей электроэнергии в Казахстане вырабатывается на тепловых электростанциях.

Электроэнергетика является одним из важнейших элементов топливно-энергетического комплекса, обеспечивая около 6% всего объема промышленного производства республики. Только в 2006 г. электростанциями было вы-

работано 71,6 млрд. кВтч электроэнергии. Показательно, что более 80% всей электроэнергии в Казахстане вырабатывается на тепловых электростанциях.

Казахстанская энергосистема характеризуется неравномерностью расположения энергетических объектов по всей территории страны Условно отечественный энергетический комплекс можно разделить на регионы: Северный и Центральный, Южный и Западный регионы.

Энергетическое хозяйство областей Северного и Центрального региона объединены в единую сеть и имеет тесную, развитую связь с энергосистемой Российской Федерации. На территории данного региона расположены крупнейшие энергопроизводящие мощности страны: Экибастузские ГРЭС-1 и ГРЭС-2, Аксуская ГРЭС, Карагандинская ТЭЦ-3, Усть-Каменогорская ТЭЦ и др. Большая доля производства электроэнергии приходится на электростанции Экибастуза (до 4000 МВт). В связи с наличием значительных месторождений угля в регионе преобладает угольная электроэнергетика. Он не только самообеспечен электроэнергией, но и имеет большой потенциал для его экспорта.

Южный регион имеет развитую связь с энергетическими системами Кыргызстана и Узбекистана. Не имея собственных источников топлива и, соответственно, крупных электростанций, он зависит от импорта электроэнергии из соседних государств. Действующая первая магистральная линия «Север-Юг» из-за пропускной способности не имеет возможности полностью покрывать дефицит электроэнергии Южного региона. В связи с этим, в настоящее время ведется строительство второй магистральной лини «Север-Юг», которая будет не только покрывать энергетические потребности южных областей Казахстана, но и выполнять транзитную роль.

Западный регион включает Актюбинскую, Атыраускую, Западно- Казахстанскую и Мангистаускую области, он тесно связан с энергетической системой России. За исключением Актюбинской области, чье энергохозяйство работает изолированно, все области объединены общей электрической сетью. Несмотря на значительные запасы углеводородного сырья, часть потребностей в электрической энергии покрывается за счет импорта из России. В перспективе для полного покрытия собственных потребностей, а также для экспорта энергии за рубеж в регионе планируется создание новых энергетических мощностей.

Исходя из условий достижения устойчивого развития страны путем диверсификации отраслей экономики и отхода от сырьевой направленности развития, обеспечения энергетической независимости, экологической безопасности, повышения эффективности использования топливно-энергетических ресурсов и создания необходимых условий для перевода экономики страны на путь энергосбережения. Среднегодовые темпы роста обрабатывающей промышленности к 2015 г. по сравнению с 2000 г. должны быть доведены до 8-8,4%, энергоемкость ВВП должна быть снижена в 2 раза.

Для полного покрытия электропотребления Казахстана до 2020 г. с перспективой до 2030 г. и обеспечения энергетической безопасности необходимо

дальнейшее развитие электроэнергетической отрасли. Основные направления развития генерирующих мощностей следующие:

1. Техническое перевооружение и реконструкция оборудования действующих электростанций.

2. Поддержание мощностей электростанций на проектном уровне путём своевременного ввода оборудования новых поколений

взамен подлежащих демонтажу из-за исчерпания нормативного срока службы.

3. Ввод новых мощностей на действующих электростанциях.

4. Строительство новых электростанций, в том числе газотурбинных и гидроэлектростанций для удовлетворения внутренних потребностей, улучшения структуры генерирующих мощностей, создания специальных пиковых и резервных мощностей.

5. Более широкое вовлечение в баланс топлива экономически конкурентоспособных возобновляемых источников энергии (малые ГЭС, ветровые электростанции).

Основой для покрытия базовой части графика электрических нагрузок развития останутся конденсационные электростанции ТОО «AES Экибастуз», АО «Станция Экибастузская ГРЭС-2», АО «ЕЭК» (Аксуская ГРЭС), использующие дешевые угли. Дальнейшее развитие энергетических источников возможно за счет проведения технического перевооружения имодернизации существующего оборудования на ТОО «AES Экибастуз» и ввода энергоблоков №3, 4 на АО «Станция Экибастузская ГРЭС-2» для создания экспортного потенциала.

Развитие ТЭЦ обосновывается как ростом электрических, так и тепловых нагрузок.

Развитие ГЭС будет зависеть от реальных потребностей рынка в пиковых мощностях и их экономической эффективности. Участие в энергобалансах ГЭС, как высокоманевренных источников полупиковой и пиковой мощности позволит частично отказаться от покупки регулирующей мощности, будет способствовать экономии органического топлива и, соответственно, снижению выбросов парниковых газов.

В настоящее время на электростанциях республики в эксплуатации находится 3274 МВт или 21,8% генерирующего оборудования высокого давления, достигшего паркового ресурса. На уровне 2020 г. общая мощность турбин, отработавших 40 лет и более, составит около 7600 МВт (47% от установленной мощности ТЭС).

Д 2020 гг. в Казахстане предполагаются вводы мощностей на новых электростанциях в объемах 2336-2659 МВт, в том числе по Северному Казахстану – 55-133 МВт, Южному – 610-855 МВт, Западному – 1671 МВт.

В Северном Казахстане с целью дальнейшего освоения гидроэнергетического потенциала предусматривается строительство Булакской ГЭС на реке Иртыш мощностью 80 МВт, что позволит дополнительно высвободить на

Шульбинской ГЭС 500 МВт пиковой мощности, т.е. данная гидроэлектростанция станет контррегулятором Шульбинской ГЭС.

В Южном Казахстане основное развитие получит гидроэнергетика. В этом регионе предусматривается строительство Мойнакской ГЭС на реке Чарын мощностью 300 МВт и Кербулаксой ГЭС мощностью 50 МВт, что увеличит возможности покрытия базовых и пиковых нагрузок южной зоны Казахстана, снизит зависимость от энергоисточников стран Центральной Азии, а также будет способствовать уменьшению имеющихся парниковых газов в стране. Кроме этого дальнейшее развитие получит малая гидроэнергетика. Предполагается ввод мощности на малых ГЭС около 200- 210 МВт за счет восстановления заброшенных и строительства новых ГЭС.

В соответствии с «Программой развития электроэнергетики в период до 2030 г.» в 46 регионах Казахстана могут быть построены ветровые электростанции (ВЭС) суммарной мощностью более 1 млн. кВтч. Эти проекты обещают быть выгодными, и в энергобалансе областей можно ожидать прибавления мощностей от 30 до 40 МВт.

В Западном Казахстане, где имеются значительные ресурсы газа, намечается большой объем энергетического строительства с установкой газотурбинных и парогазовых установок для покрытия потребности в мощности и электроэнергии нефтегазовой отрасли.

ГТУ и ПГУ имеют высокую заводскую готовность оборудования. Кроме того, небольшие размеры газотурбинных электростанций и отсутствие необходимости в воде позволяют размещать их вблизи месторождений и перерабатывающих комплексов. В период до 2020 г. в Западном Казахстане предусматривается построить новые электростанции суммарной мощностью 1671 МВт.

Стратегия экономического развития Казахстана требует обеспечения опережающего роста электроэнергетики с созданием к 2030 году высокоэффективной и технологичной Казахстанской интеллектуальной энергосистемы, позволяющей обеспечить в перспективе: повышение конкурентоспособности через энерго- и ресурсосбережение, повышение энергоэффективности; максимальное использование преимуществ геополитического расположения страны, транзитного и экспортного потенциала; масштабное вовлечение ВИЭ в топливно-энергетический баланс; энергетическую безопасность страны [3].

1.4 Географическая характеристика рассматриваемого района

Карагандинская область— область в центральной части Казахстана, находится в самом центре континента Евразия, почти равноудалена от СевероногоЛедовитого и Индийского, Атлантического и Тихого океанов [4].

Климат резкоконтинентальный и крайне засушливый. Область занимает наиболее возвышенную часть Казахского мелкосопочника —Сарыарки.

В настоящее время Карагандинская область — самая крупная по территории и промышленному потенциалу, богатая минералами и сырьём. Территория области в новых границах составляет 427 982 км² (15,7 % общей площади территории Казахстана). В области проживает почти десятая часть всего населения Казахстана. На севере граничит с Акмолинской областью, на северо-востоке — с Павлодарской, на востоке — с Восточно-Казахстанской, на юго-востоке — с Алматинской, на юге — с Жамбылской, Южно-Казахстанской и Кызылординской, на западе — с Актюбинской и на северо-западе — с Костанайской [4].

В области расположено 11 Городов: Абай, Балхаш, Жезказган, Караганда, Каражал, Каркаралинск, Приозёрск,Сарань, Сатпаев, Темиртау, Шахтинск.

Посёлки: Агадырь, Акжал, Актас, Актау, Акчатау, Атасу, Верхние Кайракы, Гульшат, Дарьинский, Долинка,Жайрем, Жамбыл, Жарык (Сейфуллин),Жезды,Жезказган, Кайракты, Карабас, Карагайлы, Карсакпай, Киевка,Коныpат, Кушокы, Кызылжар, Мойынты, Молодёжный, Новодолинский, Осакаровка, Сарышаган, Саяк, Токаревка,Топар, Ботакара, Шахан, Шашубай, Шубарколь, Шыгыс-Коныpат (присоединён к посёлку Коныpат в 2002), Южный [4].

Жезказган находится в центре Казахстана, юго-восточнее гор Улытау, где берут начало река Кара-Кенгир и её притоки, а также Сары-Кенгир, Жыланды и Жезды, впадающие в Сарысу, на северо-западном конце Голодной Степи (Бетпак-Дала). Город расположен на условной границе пустынной и полупустынной зон. Главными водными ресурсами Жезказгана являются Кенгирское водохранилище (37 км²) на реке Кара-Кенгир иЖездинское водохранилище к югу от города. Географическое положение: 47,47 градусов северной широты и 67,42 градуса восточной долготы [4].

Это район медного оруднения. В растительном покрове сочетаются злаково — полынные, полынные и полынно-солянковые комплексы на светло-каштановых и бурых почвах. Животный и растительный миры характерны для пустынных регионов.

Климат резко континентальный и засушливый. Территория подвержена воздействию пыльных бурь. Зима холодная, а лето жаркое и сухое. Короткая весна и долгая и сухая осень. Высокая степень континентальности и резко выраженная засушливость объясняются прежде всего удаленностью от океанов и морей.

Основой промышленности Жезказгана является металлургия меди. Здесь работает один из мощнейших медных комбинатов бывшегоСоветского Союза-«Жезказганцветмет», включающий в себя две обогатительные фабрики, медеплавильный завод, литейно-механический завод, предприятие промышленного железнодорожного транспорта. Вокруг города, в районе пос. Жезказган разрабатываются месторождения меди, богатые примесями редкоземельных, рассеяных и благородных металлов:золото,серебро,висмут, цинк, молибден, кадмий, рубидий, цезий, литий, таллий, кобальт,рений и изотоп ос-

мия-187 (цена одного грамма от 10 до 40 тыс.$). Переработкой которых занимается предприятие «Жезказганредмет». Дальнейшая переработка меди осуществляется на заводе медной катанки. Помимо этого добываются марганцевые руды, а в 2006-м году началась разработка медной руды на месторождении Жаман-Айбат. Жезказганская корпорация «Казахмыс», которой принадлежат все предприятия тяжёлой промышленности в городе, занимает десятое место среди мededобывающих компаний мира. Компания котируется на Лондонской бирже и имеет филиал в Германии. Из предприятий лёгкой промышленности в городе функционируют несколько пошивочных, ремонтных и прочих мастерских. Энергетический комплекс представлен жезказганской ТЭЦ [4].

В Жезказгане имеется железнодорожный вокзал, автовокзал и аэропорт, принимающий внутренние пассажирские и грузовые рейсы. В июне 2008 года Постановлением Правительства Республики Казахстан аэропорту Жезказган присвоен статус международного (однако с 2009 года фактически международные полёты не выполняются по причине отсутствия в аэропорту таможенного и пограничного постов) [4].

Медицинская инфраструктура представлена несколькими клиниками, многопрофильной больницей и одним из крупнейших в Центральном Казахстане медицинским комплексом корпорации «Казахмыс».

В 2014 году произведено промышленной продукции на сумму 189,0 млрд тенге, из них «Жезказганцветмет»- 172,3 млрд тенге.

По горнодобывающей промышленности объём 2008 года составил 4,2 млрд тенге, объём добычи каменного угля составил 7,505 млн тонн, медных руд 27,763 млн тонн, железа 4,5 тыс. тонн.

По обрабатывающей промышленности объём 2008 года составил 166,5 млрд.тенге.

Объём промышленной продукции за 2009 год составил 335 млрд.479,7 млн тенге(ПО «Жезказганцветмет» и ПО «Балхашцветмет»), к соответствующему периоду прошлого года- 88,7 % (2008 год- 378 млрд.101,9 млн тенге). Из них 320 млрд. 464 млн.тенге ТОО «Корпорация Казахмыс» или же 87,3 % к прошлому году, по прочим предприятиям 15 млрд.15 млн тенге [4].

1.5 Перспективы развитие сетей Жезказганского энергоузла

Карагандинская область – один из регионов Казахстана с наибольшим уровнем потребления электрической энергии. Состояние топливно-энергетического комплекса во многом предопределяет развитие других сфер и отраслей экономики. Экономический рост, развитие социального сектора и жилищное строительство приводят к необходимости изыскания дополнительных энергомощностей. Намечаемые перспективы развития региона могут быть реализованы только в случае расширения и укрепления энергетического сектора экономики. Как показывает анализ энергобаланса области, в настоя-

щее время Карагандинский энергоузел энергодефицитен, как по электроэнергии, так и по мощности.

Протяженность электрических сетей Карагандинской области 32558,8 километров, 3759 – электроподстанций. Электроэнергией на 82% область обеспечивается от 8 теплоэлектростанций общей установленной мощностью 2262 МВт, располагаемой - 1753 МВт, фактически вырабатывается в среднем 1541 МВт. Недостающую часть в пределах 250-500 МВт область получает по перетокам из энергосистемы Казахстана. Тариф на электрическую энергию колеблется от 2,81 до 5,59 тенге за 1 КВт/час.

Снижение энергодефицита Карагандинской области возможно при комплексном подходе решения проблем энергетического сектора всего Казахстана.

В г. Жезказгане действует 1 электростанция установленной мощностью 217 МВт, находящаяся в собственности ТОО «Корпорация Казахмыс». Электросети находятся на балансе распределительной энергокомпании АО «Горэлектросеть». Выработка электроэнергии приложение 3).электростанцией города в исследуемом периоде росла и на текущий момент составляет 903,6 млн. кВт*ч, что на 34% меньше уровня 2004 года. В целом город энергодефицитен, дефицит электроэнергии в Жезказганском энергоузле составляет около 183 МВт в час (к 2015 году – 270 МВт в час), который покрывается за счет поставок с других электростанций, в первую очередь, ГРЭС-2, находящейся в собственности ТОО «Казахмыс». Для покрытия дефицита электроэнергии необходима реализация проекта по строительству ТЭЦ-2, что позволит обеспечить растущие потребности города. Распределительные сети в целом находятся в удовлетворительном состоянии.

Схема существующих электрических сетей Жезказганского района представлена на рисунке 1.1. Однолинейная схема электрических соединений существующих сетей 220…35 кВ Жезказганского энергоузла представлена на рисунке 1.2.

Данные о перспективных нагрузках на конец 2015 и на перспективу до 2025 года представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.2 – Нагрузки на 2015 год и на перспективу до 2025 г.

Наименование ПС	«зима»/ «лето»	2015 г.	2025 г.
ПС Центральная	«зима»	7+j5	8,96+j6,73
	«лето»	4,9+j3,5	6,3+j4,7
ПС Актас	«зима»	5,5+j3,7	7,05+j5,36
	«лето»	3,85+j2,59	4,9+j3,8
ПС Улы- Тау	«зима»	2,5+j1.5	3,53+j2,66
	«лето»	1,75+j1,05	2,5+j1,9
ПС «Көркем»	«зима»	7+J4	10+j6
	«лето»	4,9+j2,8	7+j4,2

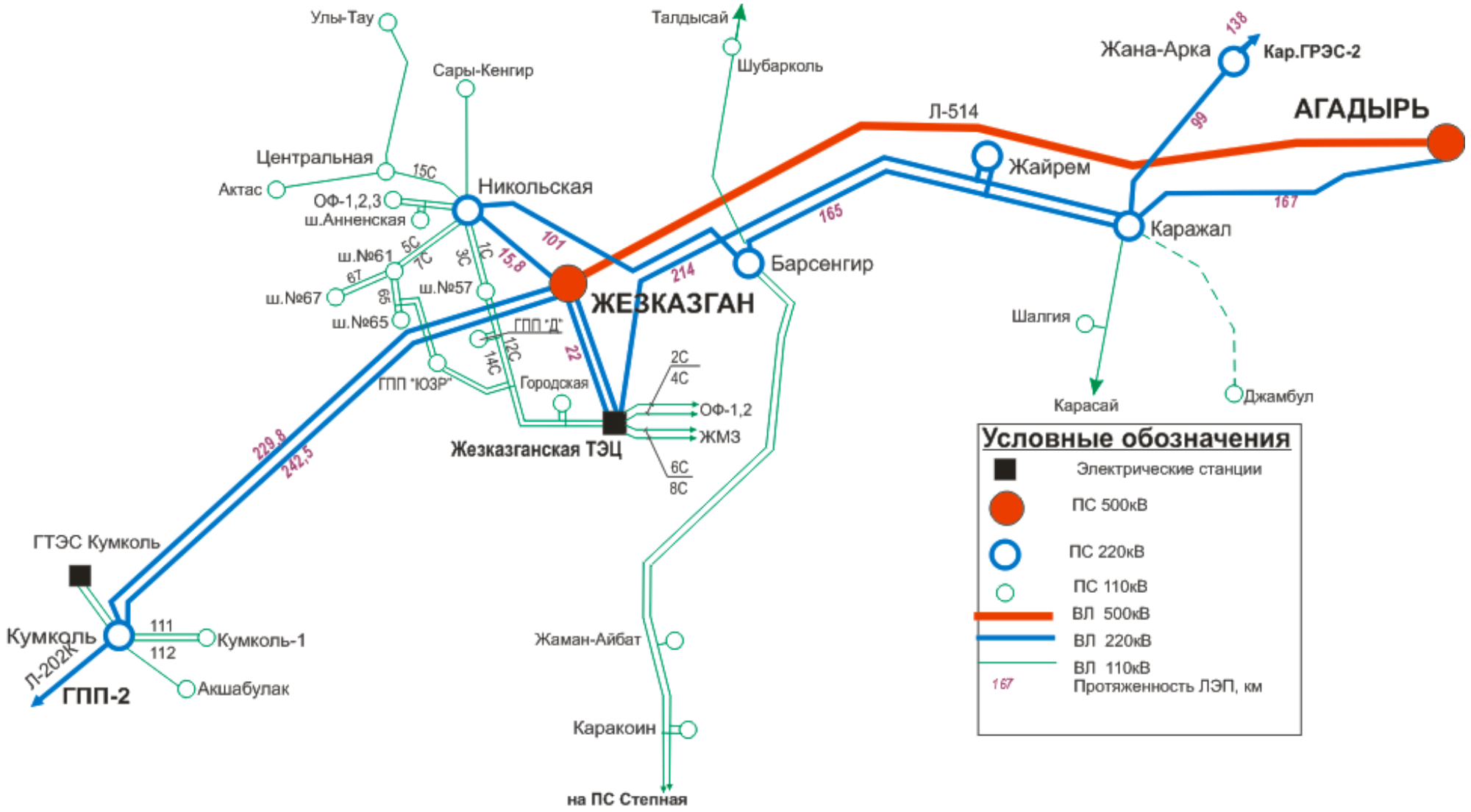


Рисунок 1.1 – Карта-схема Жезказганского энергоузла

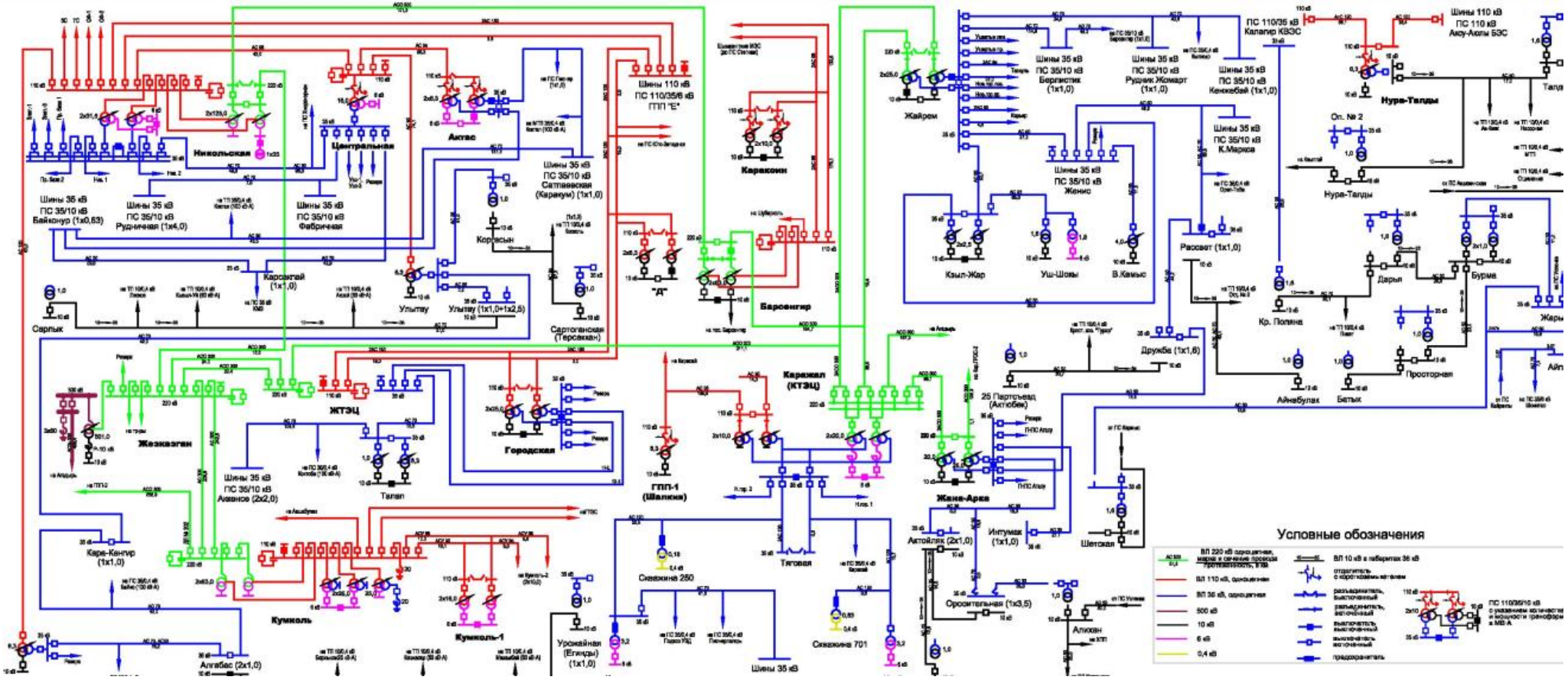


Рисунок 1.2 - Однолинейная схема электрических соединений существующих сетей 220…35 кВ Жезказганского энергоузла

1.6 Постановка задачи работы

В работе предполагается выполнить развитие электрических сетей 110 кВ Жезказганского энергоузла. В связи с ростом электрических нагрузок и необходимостью строительства новой подстанции «Көркем» 110/10 кВ в работе следует:

- Произвести анализ существующих сетей Жезказганского энергоузла;
- Произвести расчет режимов работы существующих сетей 110 кВ рассматриваемого района с целью проверки загрузки элементов сетей, уточнения уровней напряжения на шинах подстанций и определения потерь;
- Наметить два возможных варианта развития сетей 110 кВ Жезказганского энергоузла;
- Выбрать сечение и марку проводов линий 110 кВ и произвести расчет и выбор трансформаторов на подстанцию «Көркем»;
- Произвести технико-экономическое обоснование и выбрать наиболее целесообразный вариант подключения подстанции «Көркем»;
- Произвести анализ режимов работы выбранного варианта развития сети
- Проанализировать полученные результаты расчетов режимов работы участка электрических сетей.

2 Расчет участка существующих сетей 110 кВ Жезказганского энергоузла

Произведем расчет участка существующей сети 110 кВ Жезказганского энергоузла. Однолинейная схема рассматриваемого участка представлена на рисунке 2.1. Рассчитаем режимы работы рассматриваемого участка электрических сетей (режимы «зима» и «лето»). Определим уровни напряжений в узловых точках сети (на шинах ПС) и потери мощности. Расчет режимов сети будем выполнять с помощью программы «RASTR».

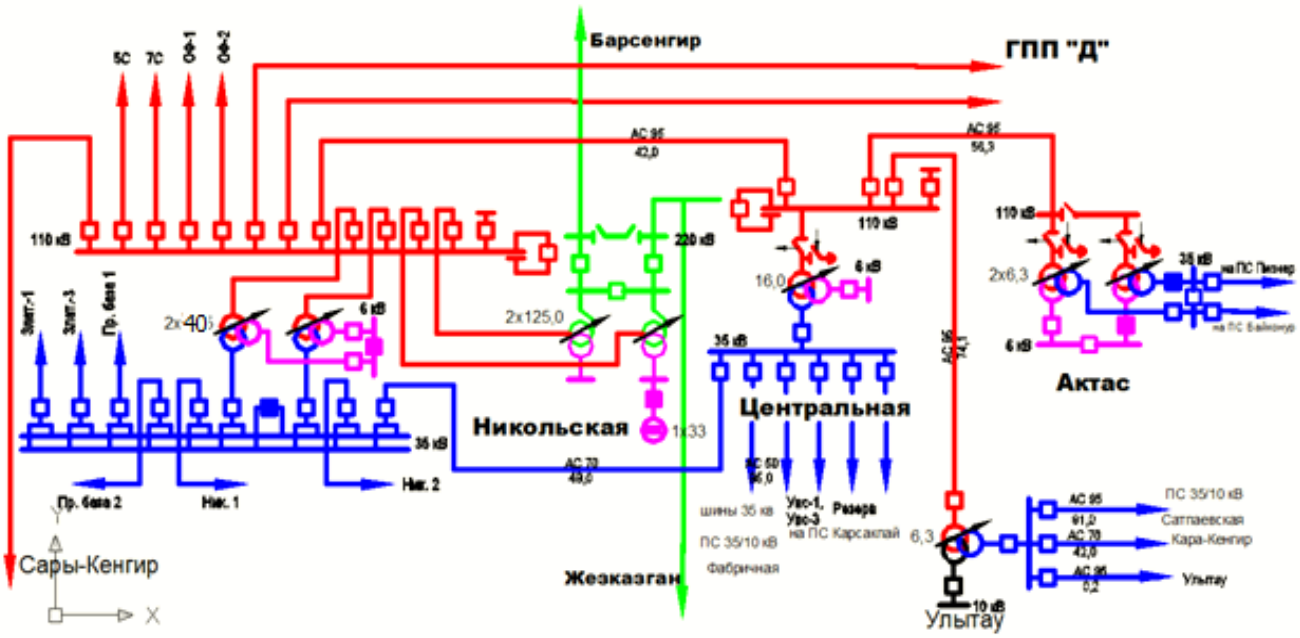


Рисунок 2.1 – Однолинейная схема рассматриваемого участка сети

Программа «RASTR» предназначена для проведения расчетов установившихся режимов электроэнергетических систем (ЭСС). В результате расчета установившегося режима ЭЭС программа «RASTR» определяет: модули и фазы напряжений в узлах ЭЭС, активные и реактивные мощности генераторов и нагрузок в каждом узле, потери мощности и токи по концам каждой из ветвей (линии и трансформаторов) схемы замещения ЭЭС, суммарные потери активной мощности.

Для выполнения расчета необходимо рассчитать параметры линий и трансформаторов данного участка сети (рисунок 2.1).

Рассчитаем параметры линий электропередачи и трансформаторов рассматриваемого региона.

Активное сопротивление линии (Ом) определяется как:

$$R = r_O \cdot L, \qquad (2.1)$$

где L – длина линии, км,

r_0 – удельное активное сопротивление, Ом/км.

Реактивное сопротивление (Ом) определяется как:

$$X = x_O \cdot L, \tag{2.2}$$

где x_0 – удельное реактивное сопротивление, Ом/км.

Проводимость определяется:

$$b_Л = \frac{b_0 \cdot l}{n}. \tag{2.3}$$

Все удельные величины r_0, x_0, b_0 определяются по справочникам в зависимости от марки провода. В таблице 2.1 приведены справочные данные проводов линий электропередачи данного участка сети.

Таблица 2.1 - Расчетные данные линий электропередачи рассматриваемого района

ЛЭП	Длина l, км	Число цепей	$U_{ном}$, кВ	Марка провода	r_0, Ом/км	x_0, Ом/км	$b_0 10^{-6}$, См/км
ПС Никольская - ПС Центральная	42	1	110	АС-95/16	0,306	0,434	0,261
ПС Центральная – ПС Актас	56,3	1	110	АС-95/16	0,306	0,434	0,261
ПС Актас– ПС Улы- Тау	74	1	110	АС-95/16	0,306	0,434	0,261

По формуле (2.1), (2.2) и (2.3) рассчитаем активное, реактивное сопротивление и проводимости для данных участков ЛЭП. Весь расчет сведем в таблицу 2.2.

Для выполнения уточненного расчета существующего режима необходимо знать расчетные данные трансформаторов, установленных в узлах нагрузки. Параметры трансформаторов приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 - Параметры линий участков сети

Уча-сток сети	Наименование ПС	Длина линии, L, км	Параметры R-jX, Ом	B, 10^{-6} См/км
1-2	ПС Никольская – ПС Центральная	42	12,9+ j18,22	54,8
2-3	ПС Центральная – ПС Актас	56,3	17,22+ j24,43	73,47
3-4	ПС Актас– ПС Улытау	74,1	22,67+ j32,1	96,6

Таблица 2.3 – Каталожные данные трансформаторов

N узла, название ПС	Марка и количество трансформаторов	$R_т$, Ом	$X_т$, Ом
1, ПС Никольская	2×ТДТН – 40000–110/35/6	0,8; 0,8; 0,8	35,5; 0;33
2,ПС Центральная	1×ТДТН - 16000/110/35/6	2,6; 2,6; 2,6	88,9; 0, 52
3, ПС Актас	2×ТМТН - 6300 –/110/35/6	9,7; 9,7; 9,7	225,7; 0; 131,2
4, ПС Улы- Тау	1×ТМТН - 6300 –/110/35/10	9,7; 9,7; 9,7	225,7; 0; 131,2

Составим расчетную схему замещения для рассматриваемого участка сети. Расчитаем эквивалентные параметры трансформаторов, так как на участке есть подстанции двух трансформаторные произведем эквивалентированиее и представим их на схеме замещения (рисунок 2.1).

Расчитаем «максимальный» режим («зима») существующих сетей, рассматриваемого участка. Результаты расчета представлены на рисунках 2.2 – 2.6.

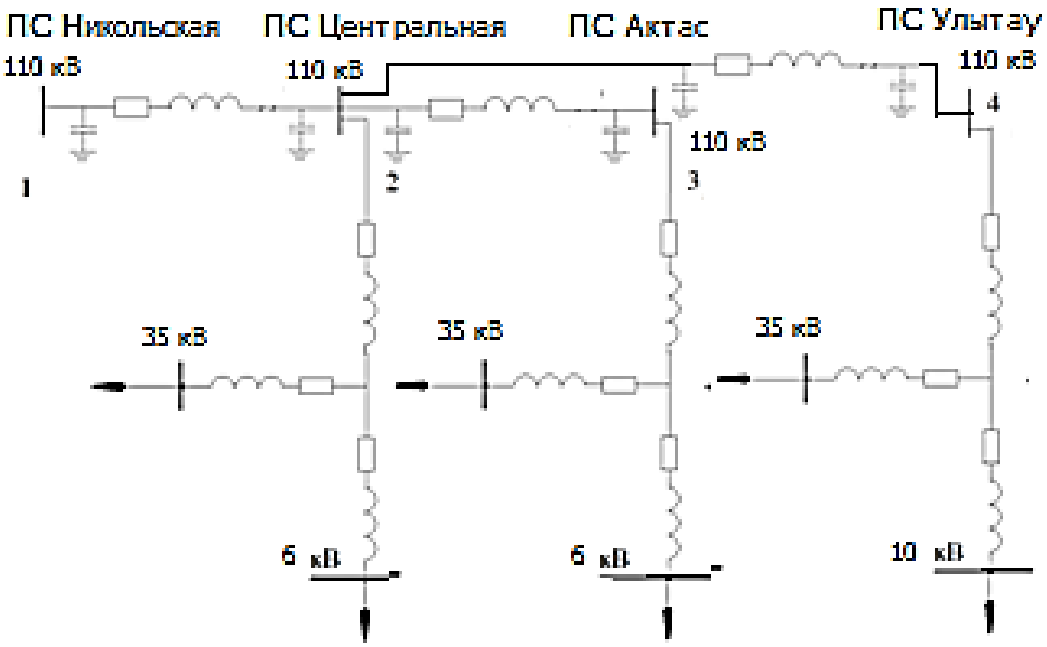


Рисунок 2.1 – Схема замещения рассматриваемого участка существующей сети

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			ПС Никольская - ПС	12.9	18.22	-54.8		-15	-9	
2			Тр-р	2	22			ПС Центральная -	2.6	88.9		1	-7	-5	
3			Тр-р	22	23			-	2.6	0.1		0.318	-5	-4	
4			Тр-р	22	24			-	2.6	52		0.054	-2	-2	
5			ЛЭП	2	3			ПС Центральная - П	17.22	24.43	-79.5		-5	-3	
6			Тр-р	3	33			ПС Актас -	4.85	112.85		1	-5	-4	
7			Тр-р	33	34			-	4.85	0.1		0.318	-4	-3	
8			Тр-р	33	35			-	4.85	65.6		0.056	-2	-1	
9			ЛЭП	2	4			ПС Центральная - П	22.67	32.1	-96.6		-2	-0	
10			Тр-р	4	44			ПС Улы-Тау -	9.7	225.7		1	-2	-2	
11			Тр-р	44	45			-	9.7	0.1		0.318	-2	-1	
12			Тр-р	44	46			-	9.7	131.2		0.09	-1	-0	

Рисунок 2.2- - Полученные расчетные значения «Ветви»

Районы+Потери

	Vр+	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				0.434	0.368	0.066	-0	-0		

Рисунок 2.4 - Потери в электрической сети

Узлы

	O	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	ПС Никольская	115					14.8	8.9	115	-1000	1000				115		
2			Нагр	2	ПС Центральная	110							110						111.88	-0.67	
3			Нагр	22		110							110						107.5	-3.53	
4			Нагр	23		35			4.9	3.5			35						34.15	-3.49	
5			Нагр	24		6			2.1	1.5			6						5.76	-4.06	
6			Нагр	3	ПС Актас	110							110						110.26	-0.96	
7			Нагр	33		110							110						105.88	-3.69	
8			Нагр	34		35			3.85	2.59			35						33.61	-3.63	
9			Нагр	35		6			1.65	1.11			6						5.89	-4.22	
10			Нагр	4	ПС Улы-Тау	110							110						111.07	-0.93	
11			Нагр	44		110													107.62	-3.54	
12			Нагр	45		35			1.75	1.05			35						34.17	-3.49	
13			Нагр	46		10			0.75	0.45			10						9.63	-4	

Рисунок 2.3 - - Полученные расчетные значения «Узлы»

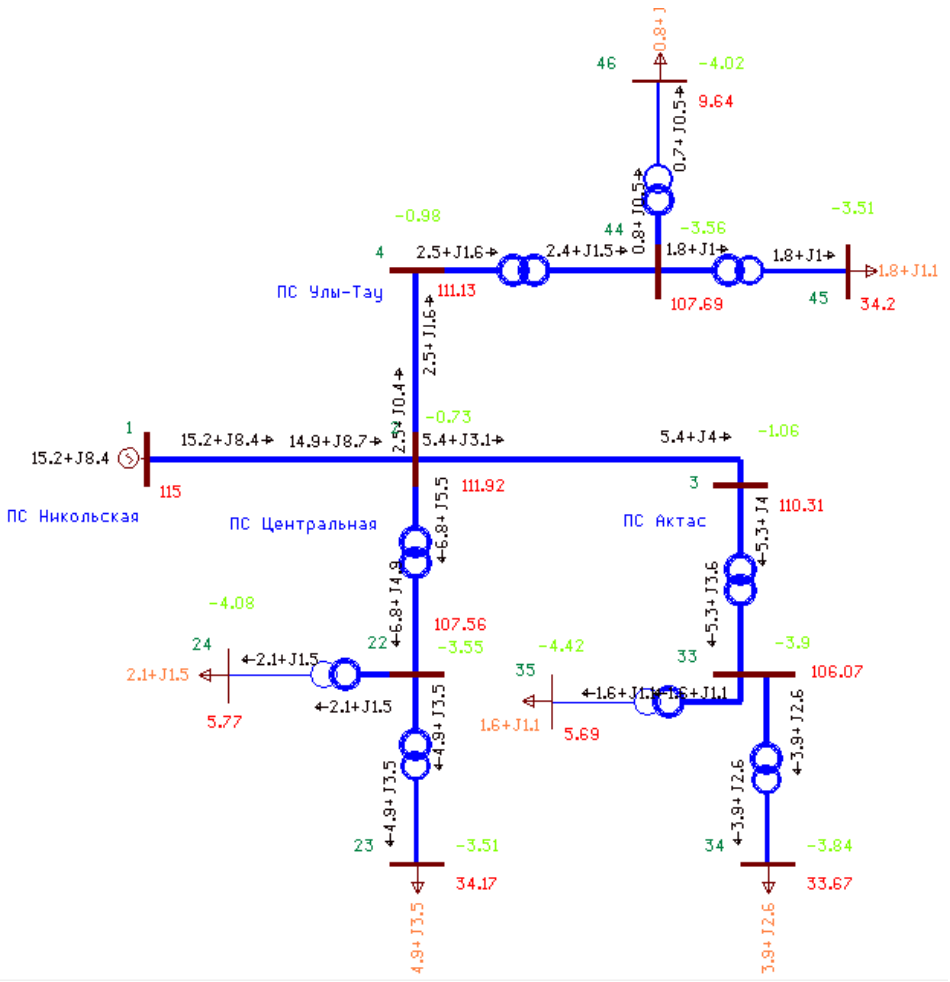


Рисунок 2.6 –Графическое изображение схемы, полученное с помощью программы

При расчете «максимального» режима с учетом существующих нагрузок мы видим, что напряжения на трансформаторных подстанциях соответствует допустимым значениям ±5% регламентированными ГОСТ 13109-97

«Нормы качества электрической энергии системах электроснабжения общего назначения». Потери в ЛЭП составили 36,8 кВт/час, в трансформаторах составили 6,6 кВт (рисунок 2.4), общие нагрузочные потери составили 43,4 кВт.

Рассчитаем минимальный режим существующего участка электрических сетей аналогичным методом с помощью программы RASTR. Результаты расчета представлены на рисунках 2.7 – 2.8.

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	ПС Никольская	115					10.3	6.5	115	-1000	1000				115		
2			Нагр	2	ПС Центральная	110							110						112.76	-0.44	
3			Нагр	22		110							110						108.47	-2.41	
4			Нагр	23		35			3.43	3.5			35						34.47	-2.37	
5			Нагр	24		6			1.47	1.5			6						5.82	-2.77	
6			Нагр	3	ПС Актас	110							110						111.73	-0.65	
7			Нагр	33		110							110						108.87	-2.42	
8			Нагр	34		35			2.45	1.813			35						34.58	-2.38	
9			Нагр	35		6			1.05	0.78			6						6.07	-2.73	
10			Нагр	4	ПС Улы-Тау	110							110						112.26	-0.64	
11			Нагр	44		110													109.91	-2.41	
12			Нагр	45		35			1.225	0.735			35						34.92	-2.37	
13			Нагр	46		10			0.525	0.315			10						9.85	-2.72	
14			Нагр																		

Рисунок 2.7 - Полученные расчетные значения «Ветви»

Районы+Потери

	Ир+	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				0.214	0.179	0.034	0	0		

Рисунок 2.8 - Потери в электрической 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			ПС Никольская - ПС	12.9	18.22	-54.8		-10	-7	
2			Тр-р	2	22			ПС Центральная -	2.6	88.9		1	-5	-5	
3			Тр-р	22	23			-	2.6	0.1		0.318	-3	-3	
4			Тр-р	22	24			-	2.6	52		0.054	-1	-2	
5			ЛЭП	2	3			ПС Центральная - П	17.22	24.43	-79.5		-4	-2	
6			Тр-р	3	33			ПС Актас -	4.85	112.85		1	-3	-3	
7			Тр-р	33	34			-	4.85	0.1		0.318	-2	-2	
8			Тр-р	33	35			-	4.85	65.6		0.056	-1	-1	
9			ЛЭП	2	4			ПС Центральная - П	22.67	32.1	-96.6		-2	0	
10			Тр-р	4	44			ПС Улы-Тау -	9.7	225.7		1	-2	-1	
11			Тр-р	44	45			-	9.7	0.1		0.318	-1	-1	
12			Тр-р	44	46			-	9.7	131.2		0.09	-1	-0	

Рисунок 2.7 - Полученные расчетные значения «Ветви»

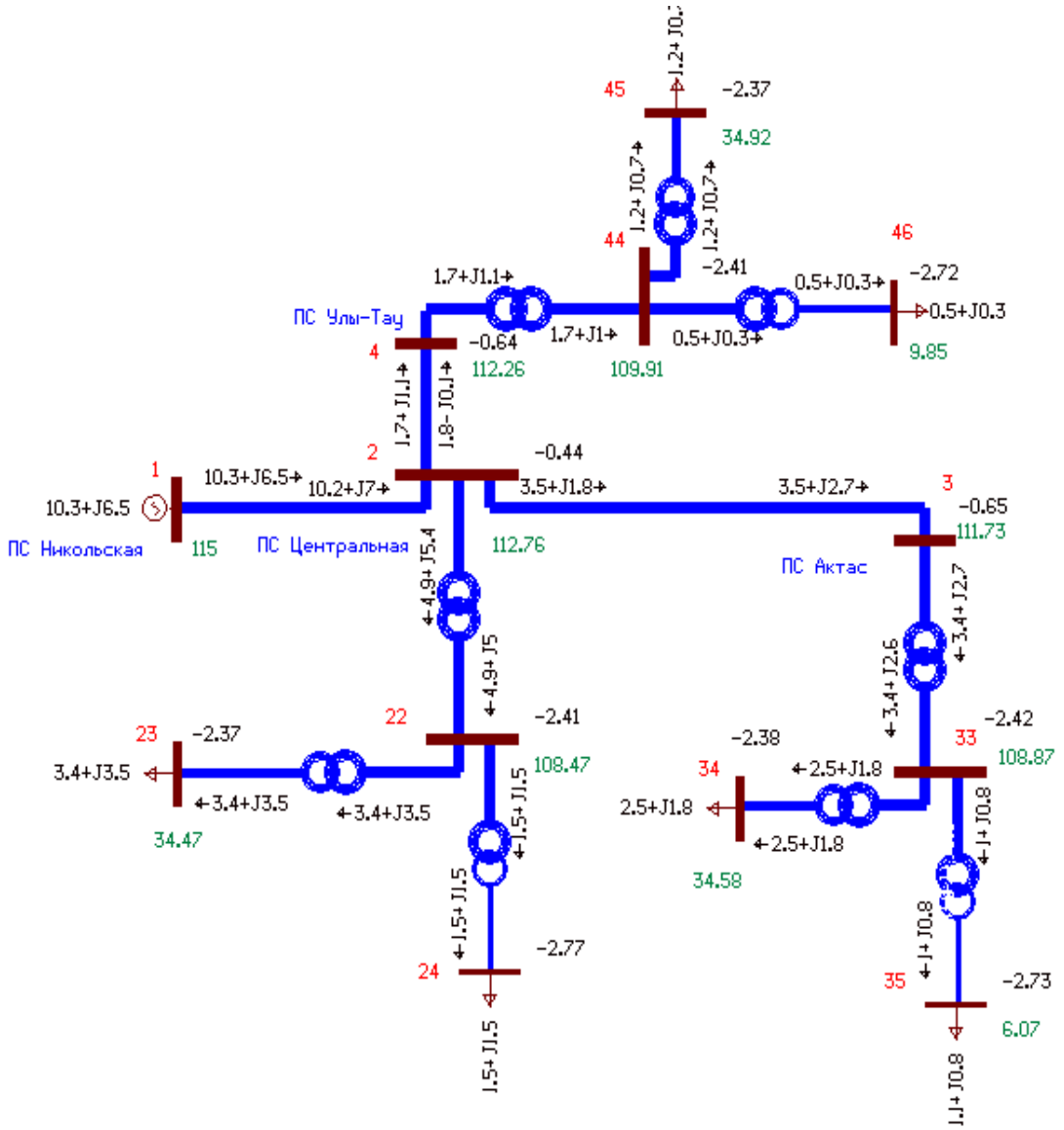


Рисунок 2.8 –Графическое изображение схемы, полученное с помощью программы

При расчете «минимального» режима с учетом существующих нагрузок мы видим, что напряжения на трансформаторных подстанциях соответствует допустимым значениям ±10% регламентированными ГОСТ

Потери в ЛЭП составили 17,9 кВт/час, в трансформаторах составили 3,4 кВт (рисунок 2.4), общие нагрузочные потери составили 21,4 кВт.

Так как, расчет потерь произвели с помощью программного комплекса RASTR, который рассчитывает мгновенные потерь, в максимальном и минимальном режимах, то далее определим годовые потери энергии на данном участке.

Определим годовые потери электроэнергии.

Суточный расход активной энергии зимнего дня:

$$\Delta W_{зим}=\Delta P_{зим}\cdot T \qquad (2.4)$$

где $\Delta P_{зим}$ – моментальные потери в зимний период года;
T – длительность рассматриваемого периода.

$\Delta W_{зим}=43,4\cdot 24=1041,6$ кВт·ч.

Суточный расход активной энергии летнего дня:

$$\Delta W_{лет}=\Delta P_{лет}\cdot T, \quad (2.5)$$

где $\Delta P_{лет}$ – моментальные потери в летний период года.

$\Delta W_{лет}=21,4\cdot 24=513,6$ кВт·ч.

Годовые потери электроэнергии определим по формуле:

$$\Delta W_{г}=W_{лет}\cdot n_{лет}+W_{зим}\cdot n_{зим}, \quad (2.6)$$

где $n_{лет}$– количество летних дней;
$n_{зим}$– количество зимних дней.

$\Delta W_{г}=1041,6\cdot 218+964,8\cdot 147=368,\ 9$ МВт·ч.

3 Расчет вариантов развития схем электрической сети

3.1 Составление и выбор конфигурации электрической сети

К главным схемам электрических соединений предъявляются следующие требования:

- схема должна обеспечивать надежное питание присоединенных потребителей в нормальном, ремонтном и послеаварийном режимах в соответствии с категориями нагрузки с учетом наличия или отсутствия независимых резервных источников питания;

- схема должна обеспечивать надежность транзита мощности через подстанцию в нормальном, ремонтном и послеаварийном режимах в соответствии с его значением для рассматриваемого участка сети:

схема должна быть по возможности простой, наглядной, экономичной и обеспечивать средствами автоматики восстановление питания потребителей в послеаварийной ситуации без вмешательства персонала;

- схема должна допускать поэтапное развитие РУ с переходом от одного этапа к другому без значительных работ по реконструкции и перерывов в питании потребителей;

- число одновременно срабатывающих выключателей в пределах одного РУ должно быть не более двух при повреждении линии и не более четырех при повреждении трансформатора.

Для строительства новых воздушных ЛЭП выберем два варианта сети. Варианта усиления сети выбираем по условиям целесообразности и уменьшения длины новых линий.

Первый вариант схемы развития сети предполагает, что вновь строящаяся подстанция «Көркем» будет получать питание по двухцепной линии электропередачи напряжением 110 кВ длиной 60,2 км от подстанции Центральная. Схема первого варианта развития сетей региона представлена на рисунке 3.1.

Во втором варианте развития сети предполагается строительство линии 110 кВ длиной 60,2 км, соединение ПС Көркем 110//10 кВ от подстанции Центральная с одной стороны и подстанции Актас с другой стороны линией 110 кВ длинной 56,3 км (рисунок 3.2).

Предложенные варианты-схемы, будут сопоставляться по технико-экономическим показателям с целью выбора оптимального. Так же стоит отметить, что структура связей пунктов потребления с источником питания, т.е конфигурация сети будет находиться в тесной взаимосвязи с величиной номинального напряжения ее отдельных участков. Вариант усиления сети будут выбраны по условиям обеспечения надежности электроснабжения потребителей при минимальных затратах.

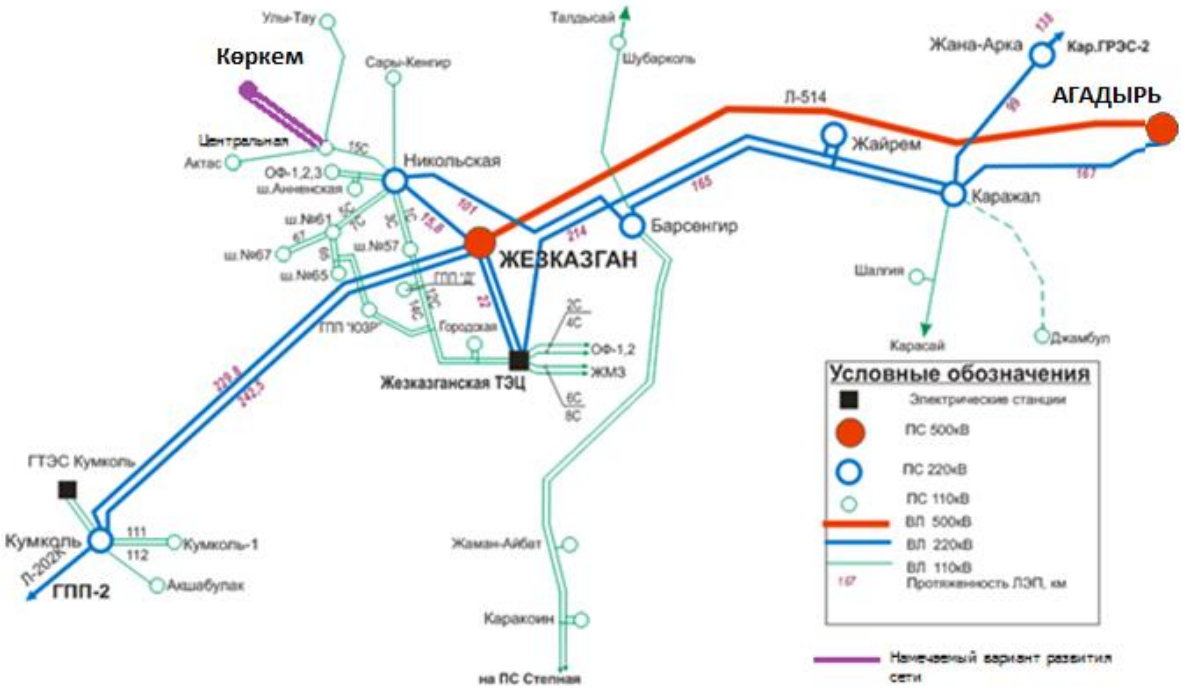


Рисунок 3.1 – Первый вариант развития сетей

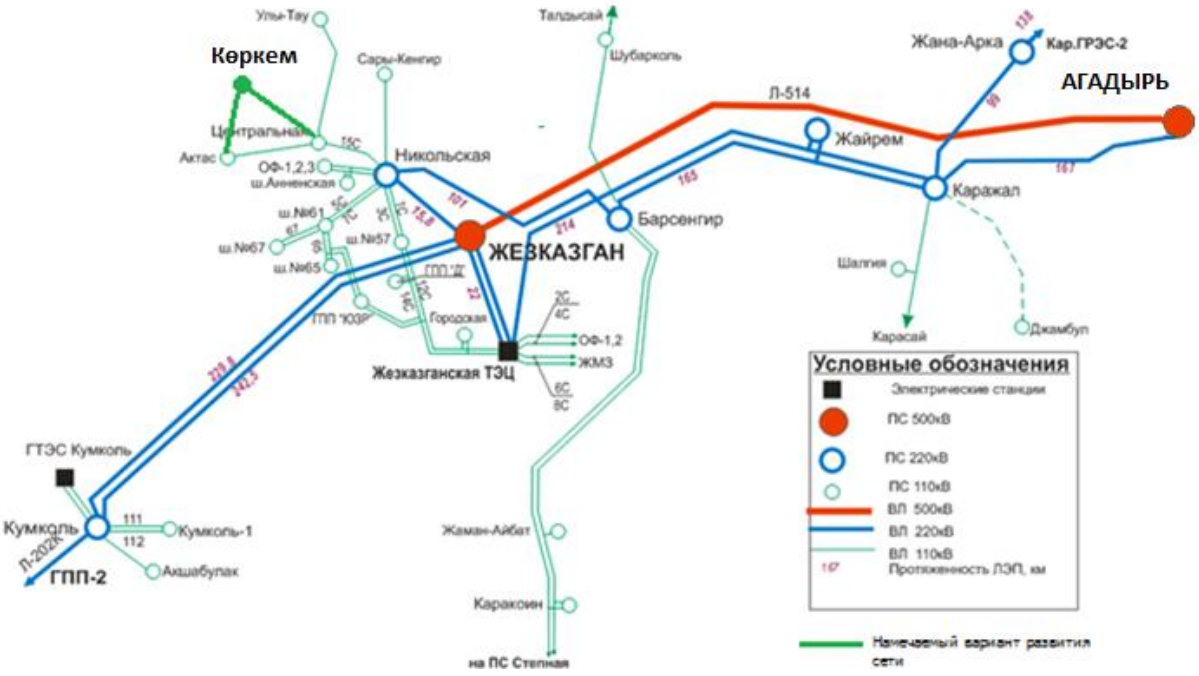


Рисунок 3.2 – Второй вариант развития сетей

3.2 Выбор главных понижающих трансформаторов на ПС Көркем

Выбор трансформаторов производится на основании перспективных нагрузок подстанции:

$$S_{TP} = \frac{(0,65 \div 0,7) \cdot S_{TП}}{cos(arctg\varphi)}, \qquad (3.1)$$

$$S_{TP} = 10,4 \div 11,3 \text{ МВ·А}.$$

где $S_{TП}$ = 15 МВ· А – мощность трансформатора;
tg_{φ} =0,4

Выбираем два трансформатора ТДН – 16000/110. Параметры выбранных трансформаторов, взятые из справочника [2] и приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Параметры трансформаторов новой подстанции «Көркем»

П/с	Тип	$S_{НОМ}$, МВ·А	Кол-во	$U_{НОМ}$, кВ		$U_К$, %	$\Delta P_{КЗ}$, кВт	$\Delta P_{ХХ}$, кВт	$I_{ХХ}$, %
				ВН	НН				
ПС «Көркем»	ТДН-16000/110	16	2	115	11	10,5	60	14	0,7

Произведём расчёт параметров трансформаторов на проектируемой подстанции Көркем по следующим формулам:

$$r = \frac{\Delta P_{КЗ} \cdot U^2_{ВН_НОМ} \cdot 10^{-3}}{n \cdot S^2_{уjv}}, \qquad (3.2)$$

$$r = \frac{60 \cdot 115^2 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 16^2} = 1,55 \text{ Ом},$$

$$x = \frac{U_К \cdot U^2_{ВН_НОМ}}{n \cdot 100 \cdot S_{уjv}}, \qquad (3.3)$$

$$x = \frac{10,5 \cdot 115^2}{2 \cdot 100 \cdot 16} = 43,39 \text{ Ом},$$

$$g = \frac{n \cdot \Delta P_{XX} \cdot 10^{-3}}{U^2_{ВН_НОМ}}, \qquad (3.4)$$

$$g = \frac{2 \cdot 14 \cdot 10^{-3}}{115^2} = 2{,}2 \ мкСм,$$

$$b = \frac{n \cdot \Delta I_{XX} \cdot S_H}{U^2_{ВН_НОМ} \cdot 100}, \qquad (3.5)$$

$$b = \frac{2 \cdot 0{,}7 \cdot 16}{115^2 \cdot 100} = 16{,}8 \ мкСм.$$

где r – активное сопротивление;

x – реактивное сопротивление;

g - удельная активная проводимость;

b - удельная емкостная проводимость;

$S_н$ –номинальная мощность трансформатора;

$U_{вн.ном}$ – номинальное напряжение трансформатора;

$U_к$ – напряжение короткого замыкания в %;

I_{XX} – ток холостого хода;

ΔP_{XX} – потери холостого хода;

$\Delta P_{КЗ}$ – потери короткого замыкания;

n – количество трансформаторов.

3.3 Расчет параметров сети для первого варианта схемы развития

Первый вариант предусматривает питание проектируемой подстанции Көркем путем подключения к подстанции Центральная. Для обеспечения надёжного питания присоединённых потребителей и транзита мощности через подстанцию в нормальном и послеаварийном режимах принимаем двухцепную линию марки АС-95, протяженность которых составляет 60,2 км.

Параметров линий электропередачи и трансформаторов рассчитали в п. 2 (таблица 2.1, 2.2). В таблице 3.2 представлены расчетные данные ЛЭП ПС Центральная – ПС Көркем.

Таблица 3.2 - Расчетные данные линии электропередачи

ЛЭП	Длина l, км	Число Цепей	$U_{ном}$, кВ	Марка провода	r_0, Ом/км	x_0, Ом/км	$b_0 10^{-6}$, См/км
ПС Центральная - ПС «Көркем»	60,2	2	110	АС-95/16	0,306	0,434	0,261

По формуле (2.1), (2.2) и (2.3) рассчитаем активное, реактивное сопротивление и проводимости ЛЭП для данного участка. Весь расчет сведем в таблицу 3.3.

Таблица 3.3 - Параметры линий участков сети

Уч-к	Наименование ПС	Длина , L, км	Параметры R-jX, Ом	B, 10^{-6} См/км
2-5	ПС Центральная – ПС «Көркем»	60,2	18,44+ j26,13	78,56

Электрическая схема с учетом строительства новой подстанции и двухцепной линии (вариант 1) представлена на рисунке 3.3. Составим расчетную схему замещения для рассматриваемого участка сети. Расчитаем эквивалентные параметры трансформаторов, так как на участке есть подстанции двух трансформаторные и представим их на схеме замещения (рисунок 3.4).

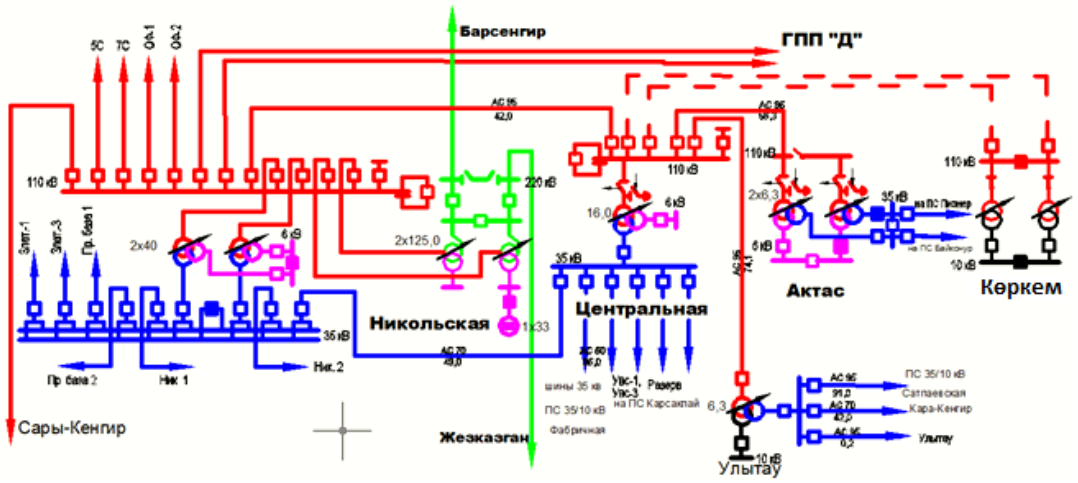


Рисунок 3.3 - Электрическая схема с учетом строительства новой подстанции «Көркем» и двухцепной линии (вариант 1)

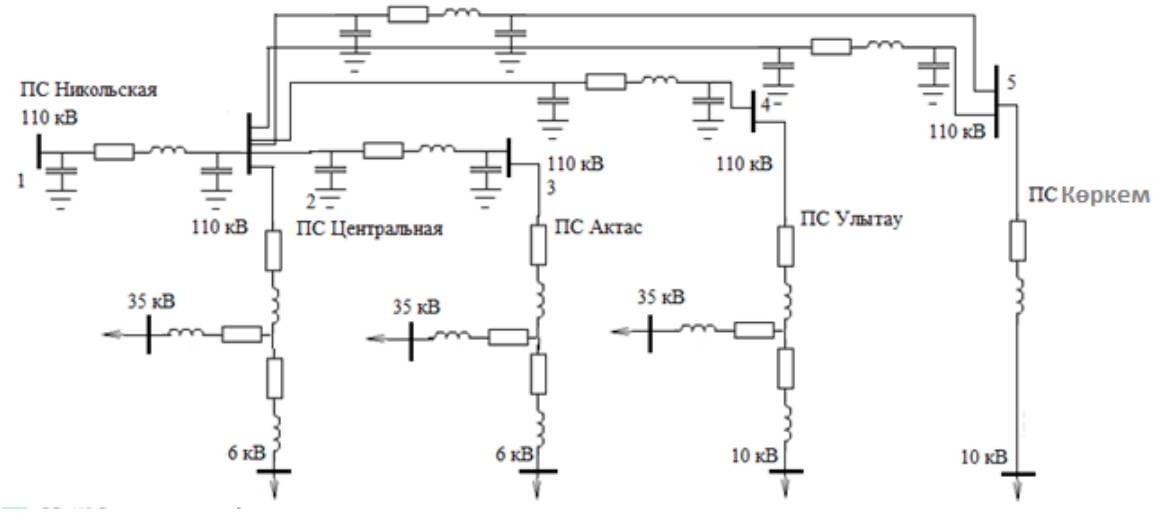


Рисунок 3.4 – Схема замещения для первого варианта развития сети с учетом строительства новой подстанции «Көркем»

Далее произведем расчет режимов работы сети. Для расчета сети учитывались мощности нагрузок и напряжение на шинах источника питания. Результаты полученных значений приведены на рисунках 3.5 – 3.9.

Rastr- - [Узлы]

Файлы Расчеты Открыть Таблица Графика Окна Help

	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	ПС Никольская	115					22.8	12.7	115	-1000	1000				115		
2			Нагр	2	ПС Центральная	110							110						110.4	-1.12	
3			Нагр	22		110							110						105.85	-4.11	
4			Нагр	23		35			4.9	3.5			35						33.62	-4.07	
5			Нагр	24		6			2.1	1.5			6						5.67	-4.66	
6			Нагр	3	ПС Актас	110							110						108.82	-1.5	
7			Нагр	33		110							110						104.89	-4.36	
8			Нагр	34		35			3.85	2.59									35.6	-4.29	
9			Нагр	35		6			1.65	1.11									5.73	-4.88	
10			Нагр	4	ПС Улы-Тау	110							110						109.55	-1.38	
11			Нагр	44		110							110						105.99	-4.1	
12			Нагр	45		35			1.75	1.05									33.86	-4.05	
13			Нагр	46		10			0.75	0.45			10						9.59	-4.58	
14			Нагр	5	ПС Көркем	110							110						108.28	-1.66	
15			Нагр	55		10			7	4			10						9.69	-3.13	

Рисунок 3.5 - - Полученные расчетные значения «Узлы»

Rastr- - [Ветви]

Файлы Расчеты Открыть Таблица Графика Окна Help

	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			ПС Никольская - ПС	12.9	18.22	-54.8		-23	-13	
2			Тр-р	2	22			ПС Центральная -	2.6	88.9		1	-7	-6	
3			Тр-р	22	23			-	2.6	0.1		0.318	-5	-3	
4			Тр-р	22	24			-	2.6	52		0.054	-2	-2	
5			ЛЭП	2	3			ПС Центральная - П	17.22	24.43	-79.5		-6	-3	
6			Тр-р	3	33			ПС Актас -	4.85	112.85		1	-5	-4	
7			Тр-р	33	34			-	4.85	0.1		0.34	-4	-3	
8			Тр-р	33	35			-	4.85	65.6		0.055	-2	-1	
9			ЛЭП	2	4			ПС Центральная - П	22.67	32.1	-96.6		-3	-1	
10			Тр-р	4	44			ПС Улы-Тау -	9.7	225.7		1	-3	-2	
11			Тр-р	44	45			-	9.7	0.1		0.32	-2	-1	
12			Тр-р	44	46			-	9.7	131.2		0.091	-1	-0	
13			ЛЭП	2	5			ПС Центральная - П	18.44	26.13	-78.6		-7	-3	
14			Тр-р	5	55			ПС Көркем	2.18	43.35		0.091	-7	-4	

Рисунок 3.6 - - Полученные расчетные значения «Ветви»

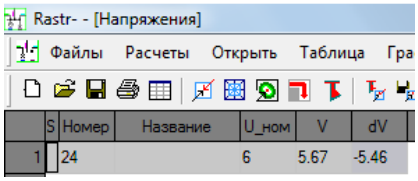


Рисунок 3.7 – Полученные значения напряжений в узловых точках

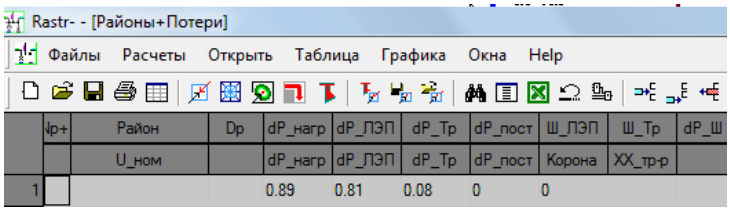


Рисунок 3.8 - Потери в электрической сети

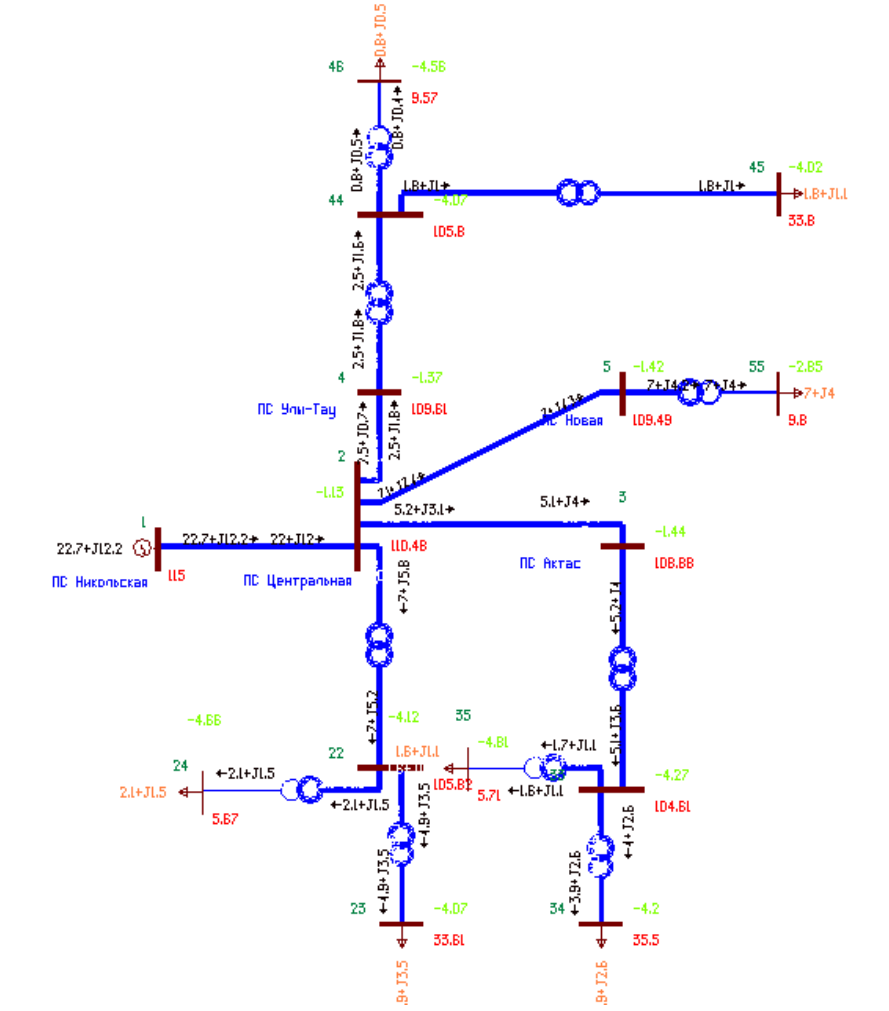


Рисунок 3.9 – Схема замещения первого варианта развития сети

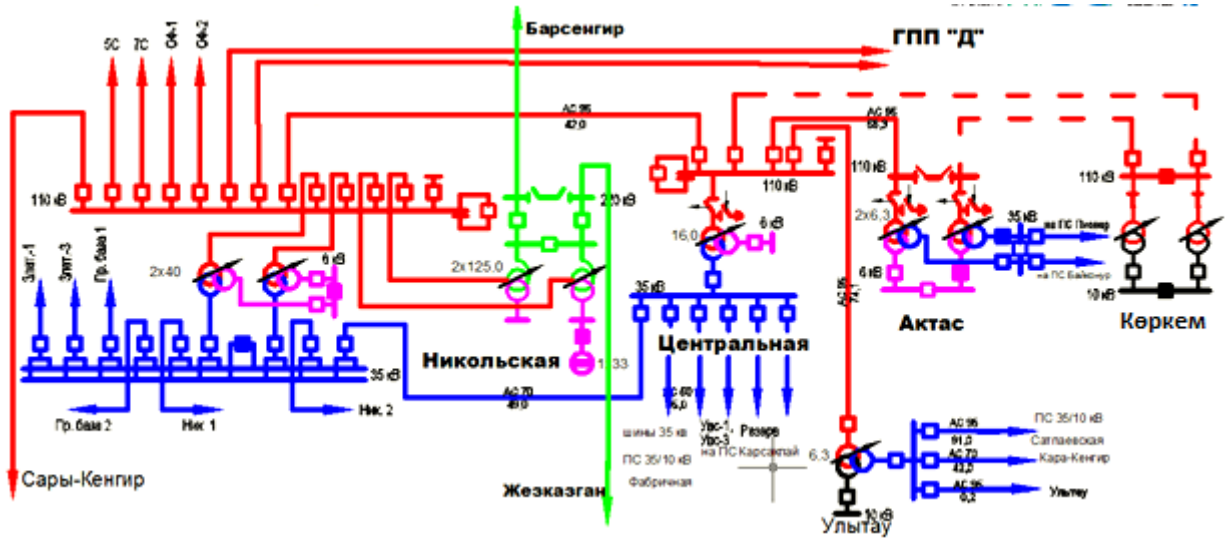
Как показывают расчеты, в нормальном режиме потери в ЛЭП составили 0,81 МВт, в трансформаторах 0,08 МВт, т.е. вследствие подключения ПС Көркем потери увеличились. Отклонения напряжения в узловых точках соответствуют допустимым значениям.

3.4 Расчет параметров сети для второго варианта развития схемы

Во втором варианте питание ПС Көркем предполагается по линиям 110 кВ с одной стороны от ПС Центральная (60,2 км), с другой стороны предполагается подключить ПС Көркем – к шинам ПС Актас по линиям 110 кВ маркой провода АС 95 кВ (48,4 км). Воспользуемся расчетами по определения параметров линий и трансформаторов данного участка произведенными ранее.

Электрическая схема второго варианта представлена на рисунке 3.10. Схема замещения второго варианта развития сети представлена на рисунке 3.11.

Рисунок 3.10 – Электрическая схема второго варианта развития сети с учетом



строительства новой подстанции «Көркем»

Параметры линий электропередачи и трансформаторов рассчитал и в п. 2 (таблица 2.1, 2.2). В таблице 3.3 представлены расчетные данные ЛЭП ПС Центральная – ПС Көркем - Актас.

Таблица 3.3 - Расчетные данные линии электропередачи

ЛЭП	Длина *l*, км	Число Цепей	$U_{ном}$, Кв	Марка провода	r_0, Ом/км	x_0, Ом/км	$b_0 10^{-6}$, См/км
ПС Центральная - ПС Көркем	60,2	1	110	АС-95/16	0,306	0,434	0,261
ПС Көркем - Актас	48,4	1	110	АС-95/16	0,306	0,434	0,261

По формуле (2.1), (2.2) и (2.3) рассчитаем активное, реактивное сопротивление и проводимости ЛЭП для данного участка. Весь расчет сведем в таблицу 3.4.

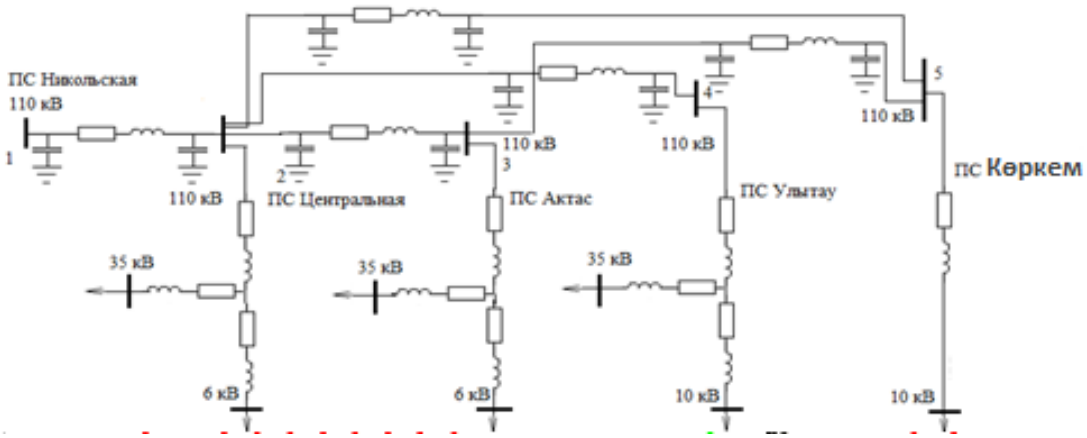
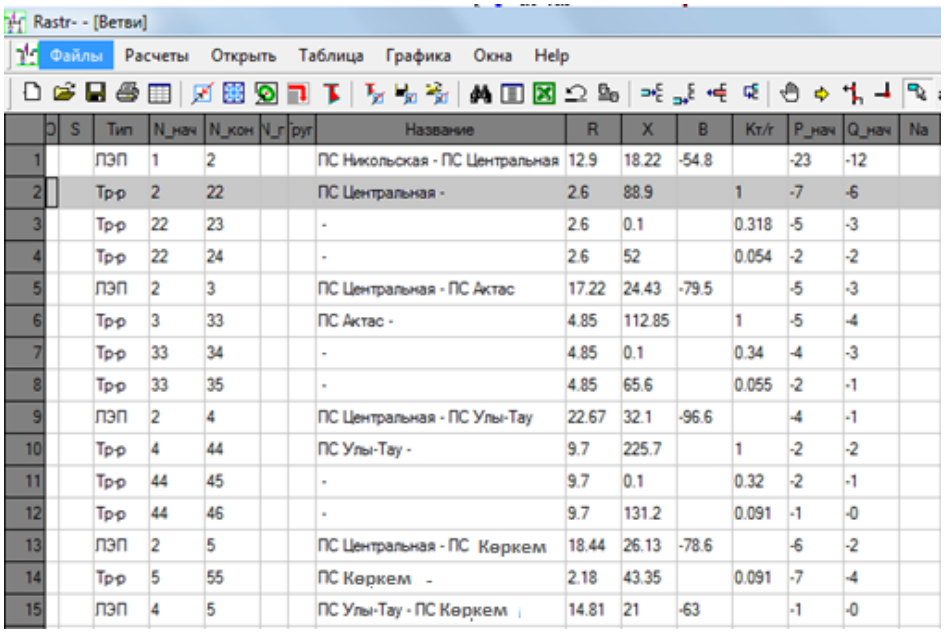


Рисунок 3.11 – Схема замещения для второго варианта развития сети с учетом строительства новой подстанции «Көркем»

Таблица 3.4 - Параметры линий участков сети

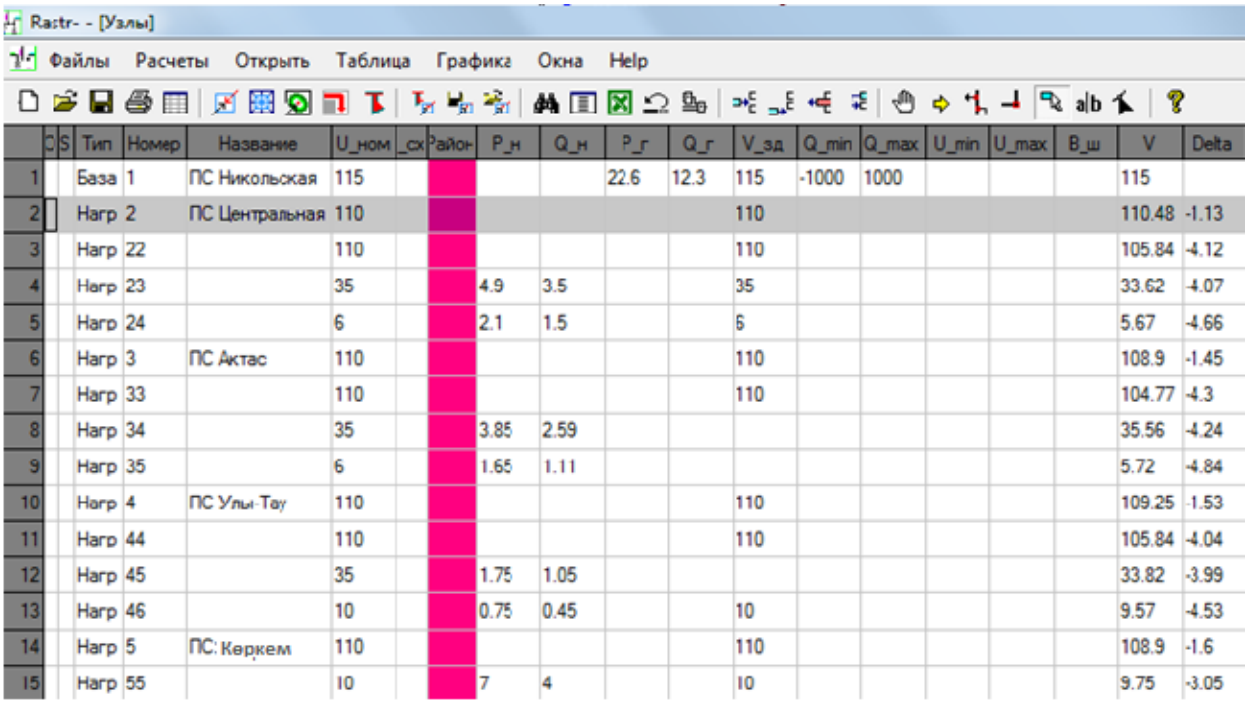
Уч-к	Наименование ПС	Длина , L, км	Параметры R-jX, Ом	B, 10^{-6} См/км
2-5	ПС Центральная – ПС Көркем	60,2	18,44+ j26,13	78,56
4-5	ПС Көркем – Актас	48,4	14,81+ j21	63

Произведем расчет режима работы сети на программе «RASTR». Результаты расчета приведены на рисунках3.12 – 3.16.



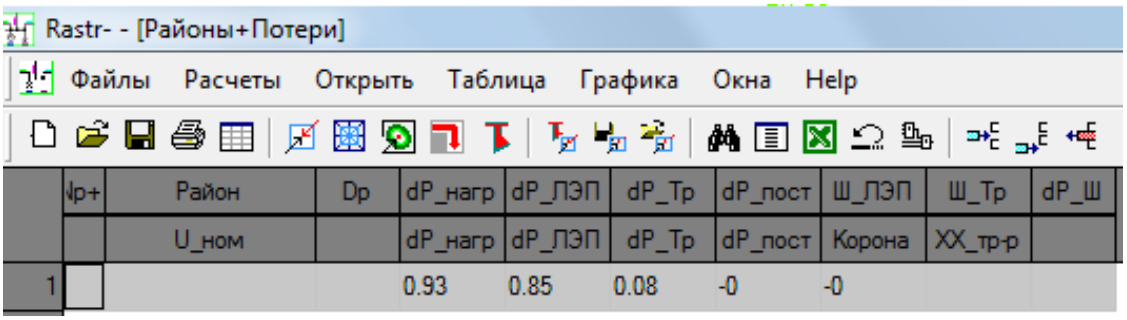
	D	S	Тип	N_нач	N_кон	N_г	рут	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	Na
1			ЛЭП	1	2			ПС Никольская - ПС Центральная	12.9	18.22	-54.8		-23	-12	
2			Тр-р	2	22			ПС Центральная -	2.6	88.9		1	-7	-6	
3			Тр-р	22	23			-	2.6	0.1		0.318	-5	-3	
4			Тр-р	22	24			-	2.6	52		0.054	-2	-2	
5			ЛЭП	2	3			ПС Центральная - ПС Актас	17.22	24.43	-79.5		-5	-3	
6			Тр-р	3	33			ПС Актас -	4.85	112.85		1	-5	-4	
7			Тр-р	33	34			-	4.85	0.1		0.34	-4	-3	
8			Тр-р	33	35			-	4.85	65.6		0.055	-2	-1	
9			ЛЭП	2	4			ПС Центральная - ПС Улы-Тау	22.67	32.1	-96.6		-4	-1	
10			Тр-р	4	44			ПС Улы-Тау -	9.7	225.7		1	-2	-2	
11			Тр-р	44	45			-	9.7	0.1		0.32	-2	-1	
12			Тр-р	44	46			-	9.7	131.2		0.091	-1	-0	
13			ЛЭП	2	5			ПС Центральная - ПС Көркем	18.44	26.13	-78.6		-6	-2	
14			Тр-р	5	55			ПС Көркем -	2.18	43.35		0.091	-7	-4	
15			ЛЭП	4	5			ПС Улы-Тау - ПС Көркем	14.81	21	-63		-1	-0	

Рисунок 3.12 – Полученные расчетные значения «Ветви»



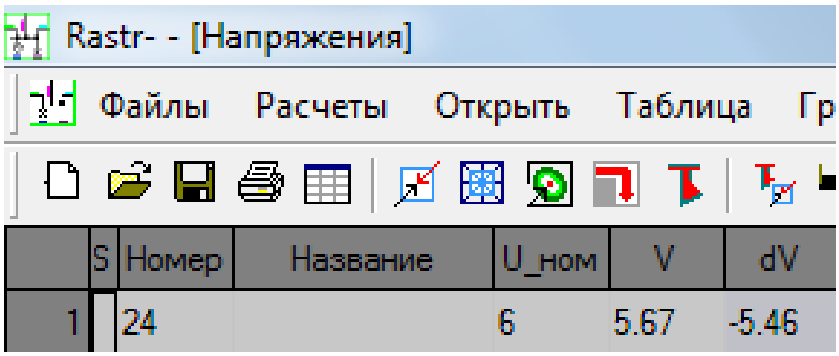
	C	S	Тип	Номер	Название	U_ном	_сх	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	U_min	U_max	B_ш	V	Delta
1			База	1	ПС Никольская	115					22.6	12.3	115	-1000	1000				115	
2			Нагр	2	ПС Центральная	110							110						110.48	-1.13
3			Нагр	22		110							110						105.84	-4.12
4			Нагр	23		35			4.9	3.5			35						33.62	-4.07
5			Нагр	24		6			2.1	1.5			6						5.67	-4.66
6			Нагр	3	ПС Актас	110							110						108.9	-1.45
7			Нагр	33		110							110						104.77	-4.3
8			Нагр	34		35			3.85	2.59									35.56	-4.24
9			Нагр	35		6			1.65	1.11									5.72	-4.84
10			Нагр	4	ПС Улы-Тау	110							110						109.25	-1.53
11			Нагр	44		110							110						105.84	-4.04
12			Нагр	45		35			1.75	1.05									33.82	-3.99
13			Нагр	46		10			0.75	0.45			10						9.57	-4.53
14			Нагр	5	ПС Керкем	110							110						108.9	-1.6
15			Нагр	55		10			7	4			10						9.75	-3.05

Рисунок 3.13 – Полученные расчетные значения «Узлы»



	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				0.93	0.85	0.08	-0	-0		

Рисунок 3.14 - Потери в электрической сети



	S	Номер	Название	U_ном	V	dV
1		24		6	5.67	-5.46

Рисунок 3.15 – Напряжение в узловых точках

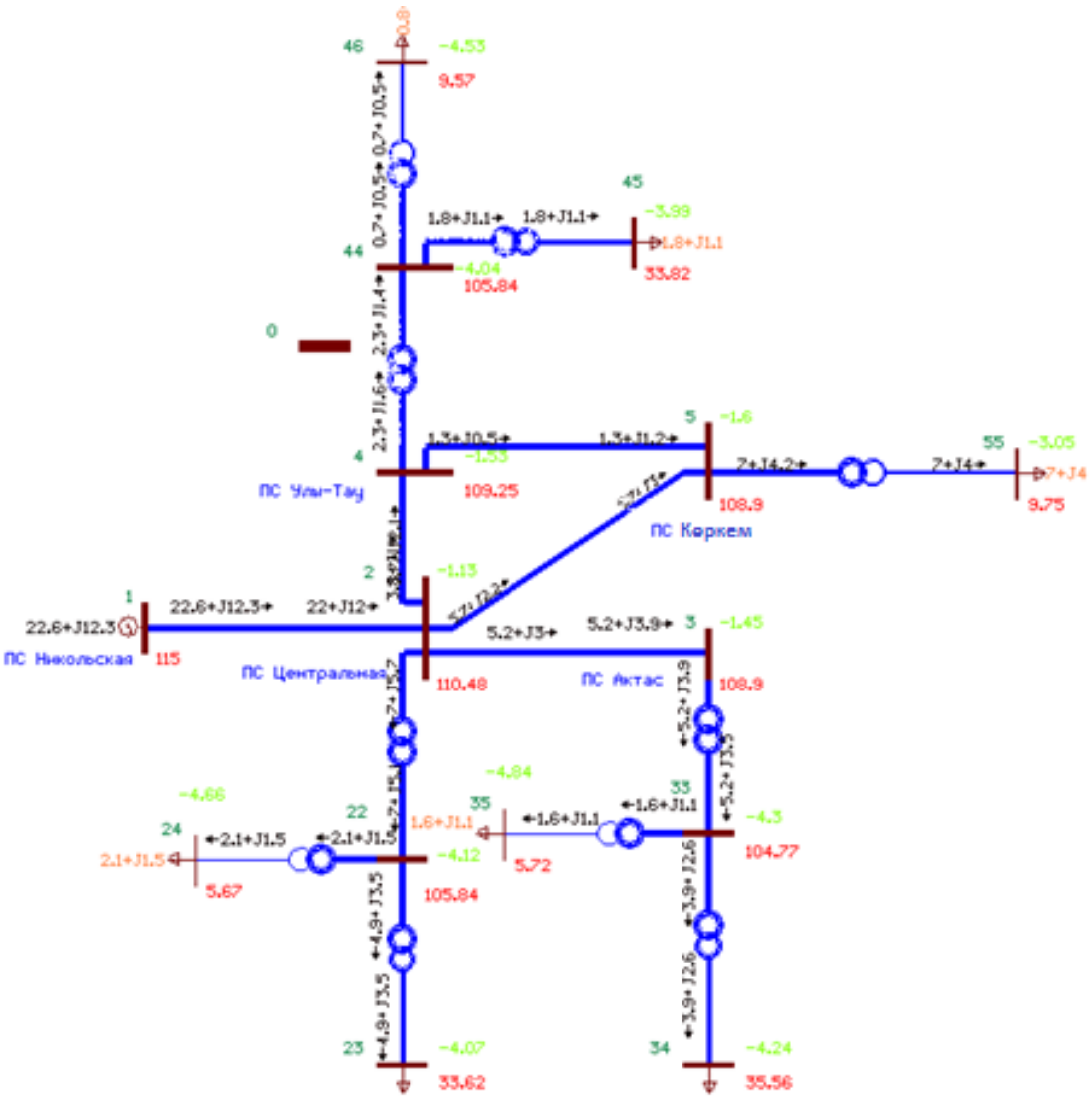


Рисунок 3.16 – Схема замещения участка в нормальном режиме работы

Как показывают расчеты, в нормальном режиме потери в ЛЭП составили 0,85 МВт, в трансформаторах 0,08 МВт, т.е. вследствие подключения ПС Көркем с одной стороны к ПС Центральная , а с другой стороны к ПС Актас потери в линии увеличились. Отклонения напряжения в узловых точках соответствуют допустимым значениям.

4 Технико-экономическое сравнение вариантов схемы сети

При технико-экономическом сравнении сопоставляются только допустимые по техническим требованиям варианты. Это вариант, в котором потребитель получит нужную электроэнергию заданного качества при заданной степени надежности и доступной стоимости.

Сопоставление вариантов схемы сети осуществляются путем сравнения расчетов экономической эффективности капитальных вложений. Экономическим критерием определяется наивыгоднийший вариант с минимальными приведенными затратами. Сравниваемые варианты развития сети должны обеспечивать равноценный полезной отпуск электроэнергии по потребителям при заданном режиме потребления, мощности нагрузки.

Итак, сравниваются два варианта выполнения электропередачи:

Первый вариант выполнения электропередачи «»:

строительство двухцепной ВЛ 110 кВ «ПС Центральная –ПС Көркем» протяженностью 60,2 км;

б) строительство - 110/10 кВ «ПС Көркем»;

г) расширение ПС 110/10 кВ «Центральная»; -

Второй вариант выполнения:

а) строительство ВЛ 110 кВ «ПС Центральная – ПС Көркем – ПС Актас» протяженностью 48,4 км;

б) расширение ОРУ 110 кВ ПС 110/35/6 кВ «Актас»;

в) расширение ПС 110 кВ «Центральная»;

Для расчетов введем следующие допущения:

- примем, что варианты равноценны по надежности,
- капиталовложения в сеть считаются единовременными, а годовые издержки - постоянными. В этом случае оценка вариантов производится по расчетным затратам, которые определяются по выражению:

$$З_i = E_н K_i + И_{ai} + И_{эi} \text{ ,} \qquad (4.1)$$

где i -номера сравниваемых вариантов,

$E_н$ - нормативный коэффициент эффективности капиталовложений, равный 0,12,

K_i - капиталовложения в объекты сети,

$И_{ai}$ - полные годовые отчисления на амортизацию, ремонт и обслуживания электрической сети,

$И_{эi}$ - затраты на компенсацию потерь электроэнергии в сети.

Полные отчисления на амортизацию, ремонт и обслуживание сети могут быть найдены по выражению:

$$И_a = \sum P_i \cdot K_i \,, \qquad (4.2)$$

где K_i - капиталовложения в *i*-ый элемент сети,

P_i - нормы амортизационных отчислений на i-ый элемент.

Затраты на компенсацию потерь электроэнергии для каждого варианта определяем по формуле (2.3):

$$И_э = \Delta P' \cdot \tau' \cdot З' + \Delta P'' \cdot \tau'' \cdot З'' \,, \qquad (4.3)$$

где $\Delta P'$ - переменные потери мощности, зависящие от нагрузки,

$\Delta P''$ - постоянные потери мощности, независящие от нагрузки,

$З'$ и $З''$ – удельные затраты на компенсацию соответственно переменных и постоянных потерь, тенге/кВт-час,

τ' и τ'' – время максимальных потерь соответственно для переменных и постоянных потерь мощности (τ' принимаем по кривой зависимости времени максимальных потерь от времени использования максимума мощности, $\tau'' = 8760$ часов – это время работы оборудования).

По приведенным выражениям определяем расчетные затраты по каждому из сравниваемых вариантов. Оптимальным по экономическим показателям является вариант, характеризующийся меньшими расчетными затратами.

Для сравнения необходимо рассчитать капитальные вложения на строительство электрических сетей и подстанций, которые определяются по укрупненным показателям стоимости электрооборудования.

Определим капитальные вложения в первом варианте сети.

Найдем капитальные затраты на одноцепную воздушную линию напряжением 110 кВ, на стальных опорах, в районе по гололедности III. Капитальные затраты рассчитываются по формуле

$$К = K_0 \cdot L \cdot k \,, \qquad (4.4)$$

где K_0 - удельные капитальные затраты на строительство линии, млн.тенге.,

L - длина линии, км,

k - поправочный коэффициент, показывающий зависимость затрат от района строительства линии, $k = 1{,}02$.

Рассчитаем капитальные вложения на строительство ЛЭП.

Вариант 1: двухцепная линия «Центральная – Көркем»

$$К_Л = 192млн.\ тенге$$

Вариант 2:одноцепная линия «Центральная – Көркем - Актас»

$$К_Л = 348,5\ млн.\ тенге$$

Капиталовложения в подстанцию соответствует средним условиям строительства и учитывает все затраты производственного назначения. В стоимость ПС включены затраты на внешние инженерные сети в объемах, предусмотренных в «Рекомендациях по технологическому проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 110-750 кВ». Также в эту сумму заложена стоимость постоянного отвода земли.

Капитальные затраты на сооружение подстанции определяются составом оборудования:

$$К_П = (\sum Ki \cdot n_i + К_{пост}) \cdot \alpha_р, \qquad (4.5)$$

где *Ki* - расчетные стоимости распределительных устройств, трансформаторов, токоограничивающих реакторов, а также дополнительные капиталовложения линейных ячеек, оборудованных высокочастотной связью;

ni - соответственно число единиц перечисленного оборудования;

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

$a_р$ - коэффициент, учитывающий район сооружения.

Определяем капиталовложения ПС Көркем 110/10 кВ:

$К_П$ = 200 млн. тенге.

Общие капитальные вложения в строительство энергообъекта рассчитываются по формуле:

$$К = К_Л + К_П \qquad (4.6)$$

Определяем капиталовложения в строительство энергообъекта, для варианта №1:

$$К = 200 + 192 = 392\ млн.\ тенге.$$

Определяем капиталовложения в строительство энергообъекта, для варианта №2:

$$К = 200 + 348,5 = 548,5\ млн.\ тенге.$$

Проводим технико-экономическое сравнение вариантов. Сравнение производим по приведенным затратам.

Определим нормы ежегодных отчислений на амортизацию $И_a$, ремонт и обслуживание $И_{р.о.}$:

$$И_a = К \cdot Р_a, \quad (4.7)$$

$$И_{р.о.} = К \cdot (Р_р + Р_о), \quad (4.8)$$

$$И_{\Sigma} = И_a + И_{р.о.} \quad (4.9)$$

где $Р_a$ - норма ежегодных отчислений на амортизацию,

$Р_р + Р_о$ - нормы ежегодных отчислений на ремонт и обслуживание.

Нормы ежегодных отчислений показаны в таблице 4.1

Находим издержки по первому варианту по ЛЭП (4.7):

$$И_a + И_{р.0} = И_{сум}$$

Таблица 4.1 - Нормы ежегодных отчислений на амортизацию, ремонт и обслуживание, в относительных единицах

Наименование оборудования	Амортизация	Ремонт и обслуживание	Суммарные отчисления
Воздушные линии 110 кВ на стальных и железобетонных опорах	0,024	0,005	0,029
Силовое, электротехническое оборудование 110 кВ	0,064	0,02	0,084

$$И_{сум,лин} = 192 \cdot 0,029 = 5,568 \text{ млн.тенге}.$$

Находим издержки по первому варианту по ПС:

$$И_{сум,пс} = 200 \cdot 0,084 = 16,8 \text{ млн.тенге}$$

Находим суммарные издержки по первому варианту:

$$И_{сум,общ} = 5,568 + 16,8 = 22,368 \text{ млн.тенге}$$

Находим издержки по второму варианту по ЛЭП (2.7):

$$И_a + И_{р.0} = И_{сум}$$

$$И_{сум.лин} = 348,5 \cdot 0,029 = 10,11 \text{ млн.тенге}$$

Находим издержки по второму варианту по ПС:

$$И_{сум.лс} = 200 \cdot 0,084 = 16,8 \text{ млн.тенге}$$

Находим суммарные издержки по второму варианту:

$$И_{сум.общ} = 10,11 + 16,8 = 26,91 \text{ млн.тенге}$$

Находим издержки на компенсацию потерь электроэнергии. По заданному значению часов, $T_{max} = 7000$ найдем время максимальных потерь $\tau = 5500$ часов.

Стоимость переменных и постоянных потерь электроэнергии соответственно составляют $З' = 0,15$ тенге/кВт-час, $З'' = 0,2$ тенге/кВт-час.

Определяем переменные $\Delta P'$ и постоянные потери мощности $\Delta P''$. Потери в ЛЭП рассчитаны в программе “RASTR” в таблице ”Узлы”. Постоянные мощности находим по формуле

$$\Delta P' = \Delta P_{л} + \Delta P_{тр}, \quad (4.10)$$

где $\Delta P_{л}$ - переменные потери в линии, МВт,

$\Delta P_{тр}$ - переменные потери в трансформаторе, МВт.

$$\Delta P'' = \Delta P_{кор} + \Delta P_{х.х.}, \quad (4.11)$$

где $\Delta P_{кор}$ - потери на корону в ЛЭП, МВт,

$\Delta P_{х.х.}$ - потери холостого хода в трансформаторе, МВт.

Находим потери на корону $\Delta P_{кор}$

$$\Delta P_{кор} = \Delta p_{уд} \cdot L, \quad (4.12)$$

где $\Delta p_{уд}$ - потери на корону на 1 км линии.

Для первого варианта сети:

$$\Delta P_{кор} = 2 \cdot 0,0012 \cdot 60,2 = 0,0384 \quad МВт$$

Для второго варианта сети:

$$\Delta P_{кор} = 2 \cdot 0{,}0012 \cdot 104{,}7 = 0{,}0984 \quad МВт$$

Потери холостого хода в трансформаторе $\Delta P_{х.х.}$ для трансформатора находим из каталожных данных $\Delta P_{хх} = 0{,}019 \quad МВт$. Найдем переменные потери в ЛЭП $\Delta P_{л}$. В программе "RASTR" из таблицы "Узлы" получаем для первого варианта, для $\Delta P_{л} = 2{,}4 \quad$ МВт второго варианта $\Delta P_{л} = 1{,}2 \quad$ МВт

Рассмотрим потери в трансформаторе при одинаковом времени загрузки обмоток трансформатора. Тогда переменные потери мощности вычисляем по формуле

$$\Delta P_{тр} = \Delta P_{вн-сн} \cdot \left(\frac{S_{наг}}{S_т}\right)^2 + \Delta P_{сн-нн} \cdot \left(\frac{S_{наг}}{S_т}\right)^2 + \Delta P_{вн-нн} \cdot \left(\frac{S_{наг}}{S_т}\right)^2 \qquad (4.13)$$

Для первого варианта:

$$\Delta P_{тр} = 0{,}430 \cdot \left(\frac{15}{2 \cdot 16}\right)^2 = 0{,}1 \quad МВт$$

Находим ежегодные издержки на компенсацию потерь электроэнергии в элементах сети по формуле (2.2).

Таблица 2.2 - Переменные и постоянные потери мощности вариантов

Потери	$\Delta P_{л}$, МВт	$\Delta P_{тр}$, МВт	$\Delta P_{кор}$, МВт	$\Delta P_{х.х.}$, МВт
Вариант I	2,4	0,1	0,038	0,019
Вариант II	1,2	0,1	0,098	0,019

Для первого варианта:

$$И_{э} = (1{,}2 + 0{,}1) \cdot 2{,}6 \cdot 5500 + (0{,}038 + 0{,}019) \cdot 2{,}3 \cdot 8760 = 1{,}094$$

$$И_{э} = \frac{1{,}094 \cdot 10^6}{31}$$

$$И_{э} = \frac{4{,}491 \cdot 10^6}{130} = 34{,}546 \quad \text{тыс. у.е.}$$

Для второго варианта:

$$И_Э = (2,4 + 0,1) \cdot 2,6 \cdot 5500 + (0,098 + 0,019) \cdot 2,3 \cdot 8760 = 2,234$$

$$И_э = \frac{2,234 \cdot 10^6}{31} = 8,223$$

Определим приведенные затраты для первого варианта:

$$З_1 = (192 + 16,8) \cdot 0,12 + 1225,3 + 34,546 + 8.9 = 870,930 \quad тыс.уе$$

Для второго варианта:

$$З_1 = (348,5 + 26) \cdot 0,12 + 0,65 + 8,223 + 2,648 = 523,345 \quad тыс.уе$$

Найдем разницу двух вариантов $\Delta З$

$$\Delta З = \frac{З_1 - З_2}{З_1} = \frac{870,930 - 523,345}{870,930} = 39,09\% \qquad (4.14)$$

Из расчета следует, что первый вариант, т.е. строительство двухцепной линии 110 кВ длиной 60,2 кВ «Центральная - Көркем» и строительство подстанции Көркем является наиболее экономически целесообразным вариантом. Дальнейшие расчеты будем производить только для этого варианта схемы сети.

5 Анализ режимов работы принятого варианта развития электрической сетей Жезказганского энергоузла

Расчеты режимов электрических сетей выполняются для определения:

а) загрузки элементов сети, соответствия пропускной способности сети ожидаемым потоком мощности;

б) уровня напряжения в узлах и элементах сети и мероприятий, обеспечивающих поддержание в допустимых пределах; потерь мощности и электроэнергии для оценки экономичности работы сети и эффективности способов снижения потерь;

в) пропускной способности по условиям устойчивости;

г) интегральных показателей условий работы сети в целом за длительный период (например, год) – передаваемой энергии, средних значений отдельных параметров режима (напряжения в узлах, загрузки трансформаторов и т.п.).

При выполнении дипломной работы электрической сети необходимо оценивать условия, в которых будут работать потребители и оборудование сети.

Такие оценки дают возможность предусмотреть меры обеспечения требуемого качества электроэнергии, а так же установить допустимость предполагаемого режима сети для ее оборудования. Определние параметров режима составляет задачу расчета режима электрической сети.

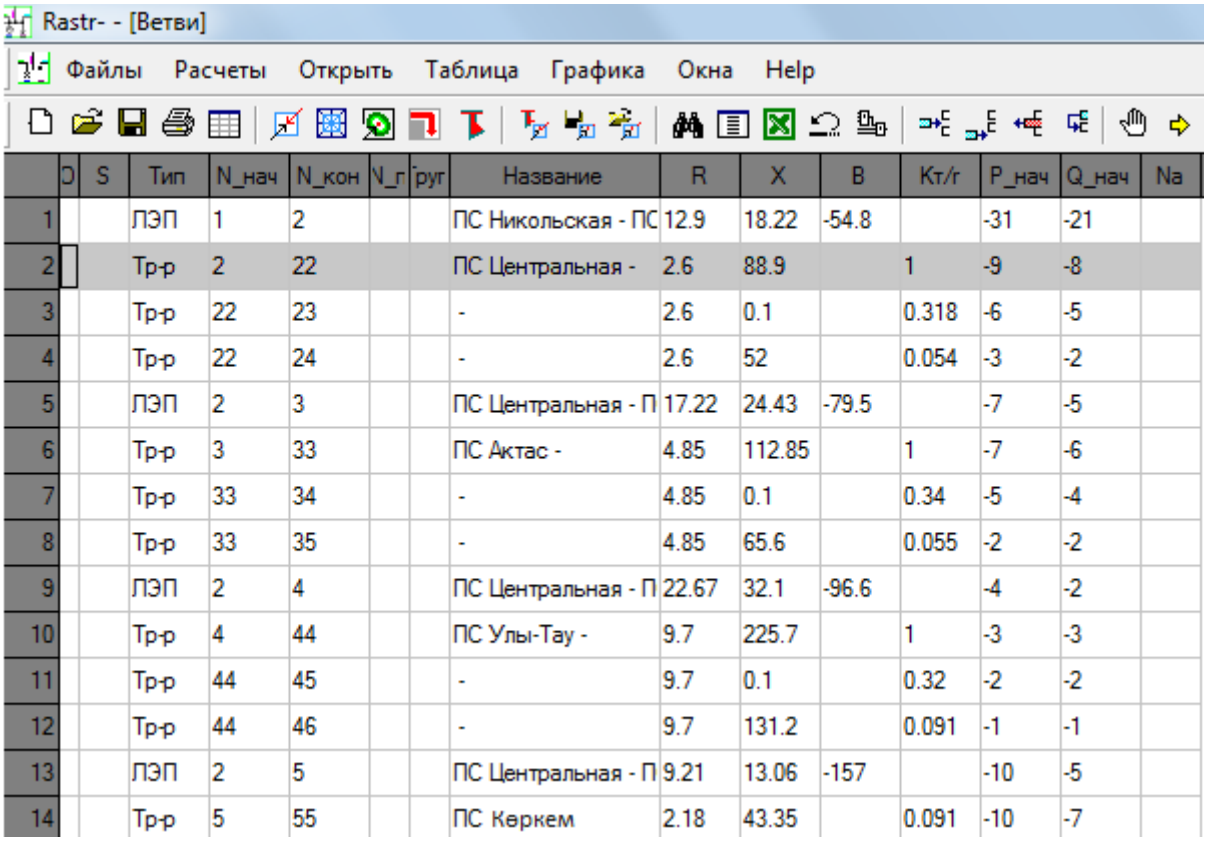
В работе предлогается произвести расчет режимов работы электрической сети с учетом перспективного роста нарузок на рассматриваемом участке.

5.1 Расчет максимального режима электрической сети

Расчет максимального режима. В этом режиме расчет производим с учетом перспективы роста нагрузок в узловых точках (таблица 1.1). Результаты расчета представлены на рисунках 5.1 – 5.6

При расчете «максимального» режима с учетом перспективных нагрузок и подключением ПС Көркем, мы видим, что напряжения на трансформаторных подстанциях (рисунок 5.2) составляют: узел 22 шины 110 кВ ПС Центральная – 101,77 кВ, отклонение напряжения – 7,48 %; узел 23 шины 35 кВ ПС Центральная – 32,31 кВ, отклонение напряжения – 7,69%. Полученные значения отклонения напряжения в узловых точках соответствуют допустимым значениям отклонения напряжения в сетях 110 - 35 кВ.

Потери в ЛЭП составили 168 кВт/час, в трансформаторах составили 17 кВт (рисунок 5.3), общие нагрузочные потери составили 184 кВт.

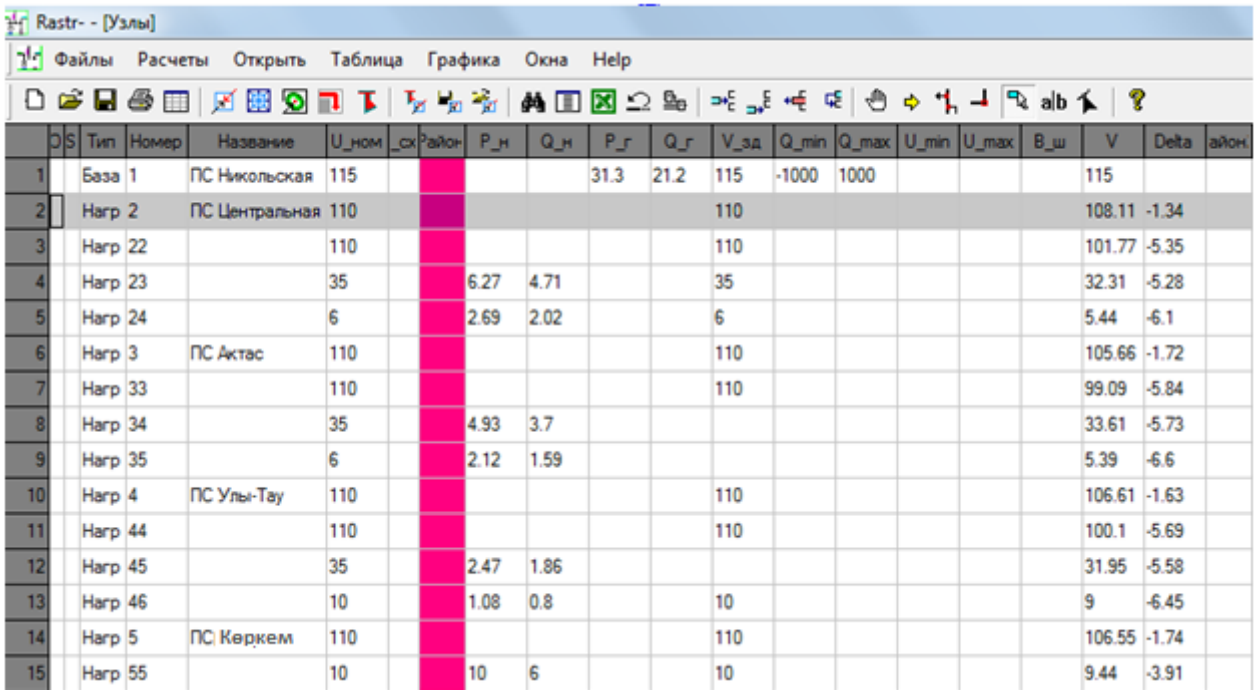


Rastr- - [Ветви]

Файлы Расчеты Открыть Таблица Графика Окна Help

	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			ПС Никольская - ПС	12.9	18.22	-54.8		-31	-21	
2			Тр-р	2	22			ПС Центральная -	2.6	88.9		1	-9	-8	
3			Тр-р	22	23			-	2.6	0.1		0.318	-6	-5	
4			Тр-р	22	24			-	2.6	52		0.054	-3	-2	
5			ЛЭП	2	3			ПС Центральная - П	17.22	24.43	-79.5		-7	-5	
6			Тр-р	3	33			ПС Актас -	4.85	112.85		1	-7	-6	
7			Тр-р	33	34			-	4.85	0.1		0.34	-5	-4	
8			Тр-р	33	35			-	4.85	65.6		0.055	-2	-2	
9			ЛЭП	2	4			ПС Центральная - П	22.67	32.1	-96.6		-4	-2	
10			Тр-р	4	44			ПС Улы-Тау -	9.7	225.7		1	-3	-3	
11			Тр-р	44	45			-	9.7	0.1		0.32	-2	-2	
12			Тр-р	44	46			-	9.7	131.2		0.091	-1	-1	
13			ЛЭП	2	5			ПС Центральная - П	9.21	13.06	-157		-10	-5	
14			Тр-р	5	55			ПС Көркем	2.18	43.35		0.091	-10	-7	

Рисунок 5.1 - Полученные расчетные значения «Узлы»

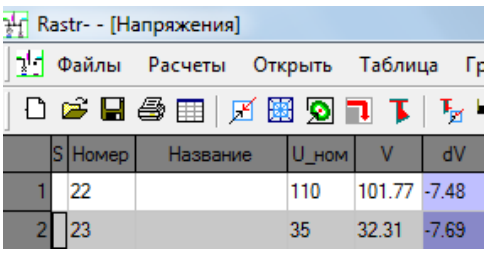


Rastr- - [Узлы]

Файлы Расчеты Открыть Таблица Графика Окна Help

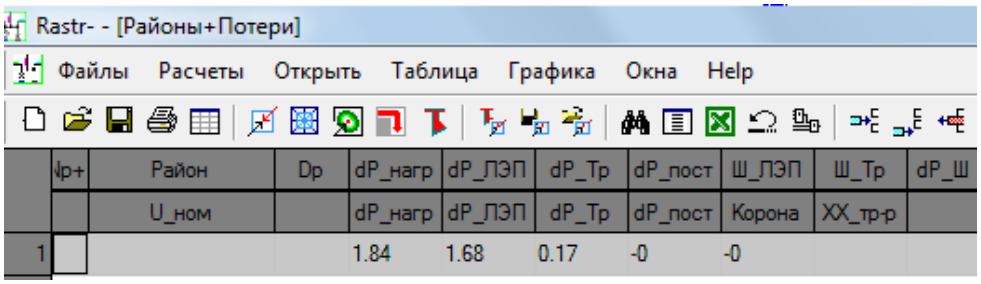
	D	S	Тип	Номер	Название	U_ном	_сх	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	U_min	U_max	B_ш	V	Delta	айон
1			База	1	ПС Никольская	115					31.3	21.2	115	-1000	1000				115		
2			Нагр	2	ПС Центральная	110							110						108.11	-1.34	
3			Нагр	22		110							110						101.77	-5.35	
4			Нагр	23		35			6.27	4.71			35						32.31	-5.28	
5			Нагр	24		6			2.69	2.02			6						5.44	-6.1	
6			Нагр	3	ПС Актас	110							110						105.66	-1.72	
7			Нагр	33		110							110						99.09	-5.84	
8			Нагр	34		35			4.93	3.7									33.61	-5.73	
9			Нагр	35		6			2.12	1.59									5.39	-6.6	
10			Нагр	4	ПС Улы-Тау	110							110						106.61	-1.63	
11			Нагр	44		110							110						100.1	-5.69	
12			Нагр	45		35			2.47	1.86									31.95	-5.58	
13			Нагр	46		10			1.08	0.8			10						9	-6.45	
14			Нагр	5	ПС Көркем	110							110						106.55	-1.74	
15			Нагр	55		10			10	6			10						9.44	-3.91	

Рисунок 5.2 – Полученные расчетные значения «Ветви»



	S	Номер	Название	U_ном	V	dV
1		22		110	101.77	-7.48
2		23		35	32.31	-7.69

Рисунок 5.2 – Отклонение напряжения



	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				1.84	1.68	0.17	-0	-0		

Рисунок 5.3 – Полученные расчетные значения «Потери»

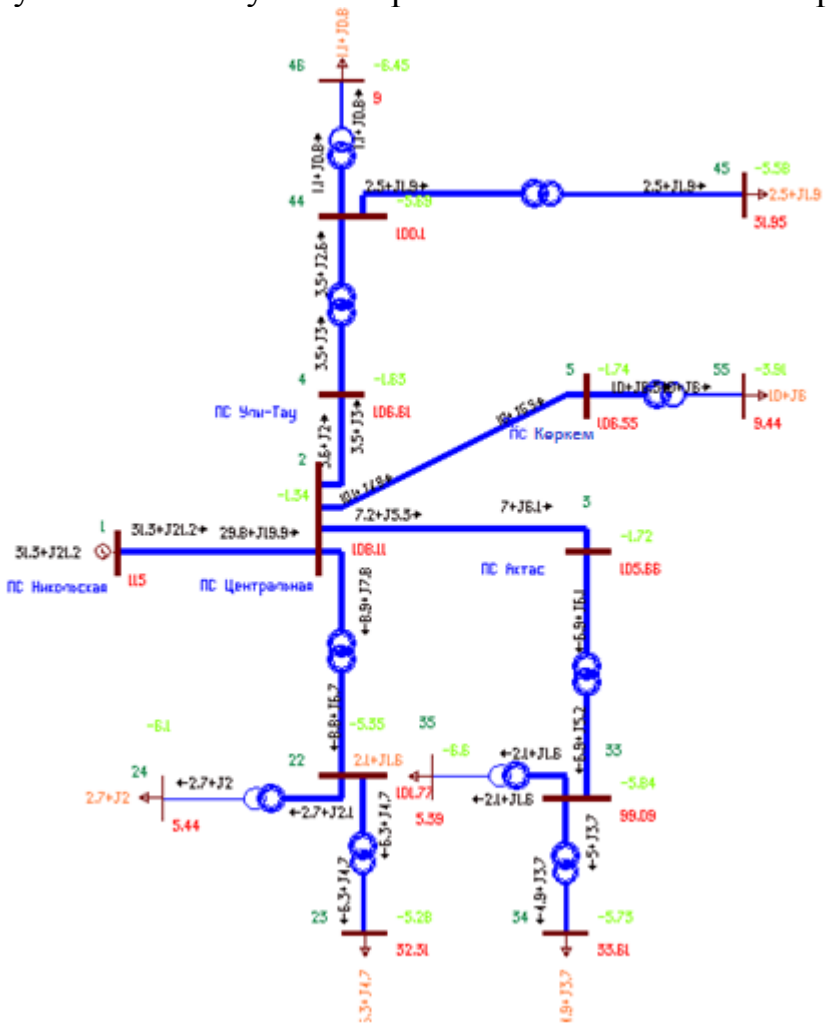
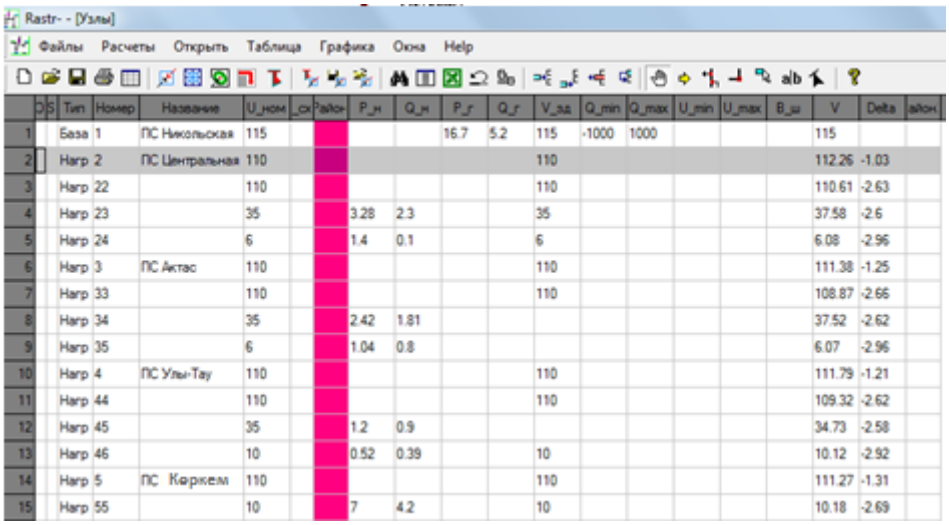


Рисунок 5.6 - Схема электрической сети полученная в результате расчетов

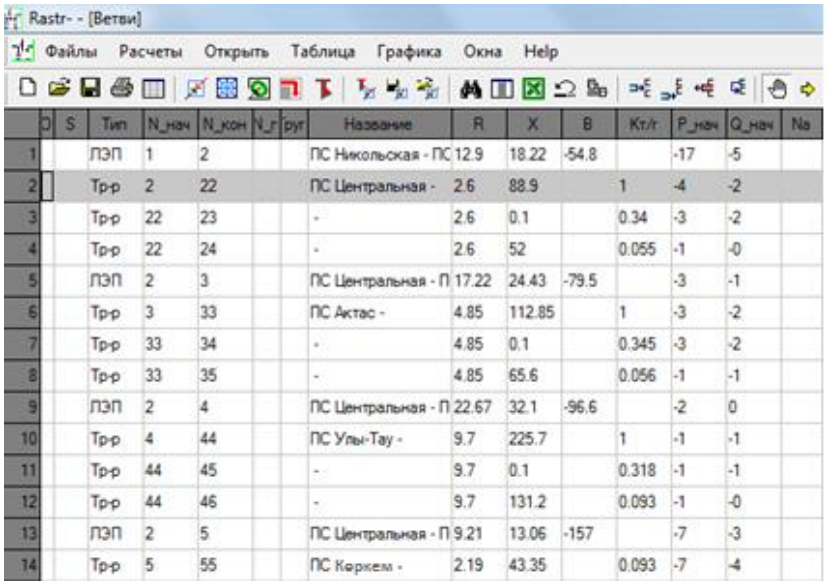
5.2 Расчет минимального режима электрической сети

Расчет минимального режима. В этом режиме расчет производим с учетом минимальных нагрузок (таблица 1.1). Результаты расчета представлены на рисунках 5.7 – 5.11



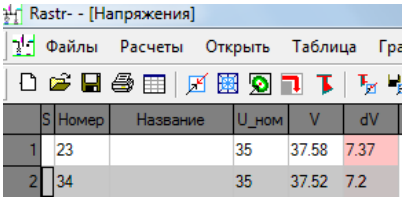
	S	Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	Delta
1		База	1	ПС Никольская	115			16.7	5.2	115	-1000	1000	115	
2		Нагр	2	ПС Центральная	110					110			112.26	-1.03
3		Нагр	22		110					110			110.61	-2.63
4		Нагр	23		35	3.28	2.3			35			37.58	-2.6
5		Нагр	24		6	1.4	0.1			6			6.08	-2.96
6		Нагр	3	ПС Актас	110					110			111.38	-1.25
7		Нагр	33		110					110			108.87	-2.66
8		Нагр	34		35	2.42	1.81						37.52	-2.62
9		Нагр	35		6	1.04	0.8						6.07	-2.96
10		Нагр	4	ПС Улы-Тау	110					110			111.79	-1.21
11		Нагр	44		110					110			109.32	-2.62
12		Нагр	45		35	1.2	0.9						34.73	-2.58
13		Нагр	46		10	0.52	0.39			10			10.12	-2.92
14		Нагр	5	ПС Коркем	110					110			111.27	-1.31
15		Нагр	55		10	7	4.2			10			10.18	-2.69

Рисунок 5.7- Полученные расчетные значения «Узлы»



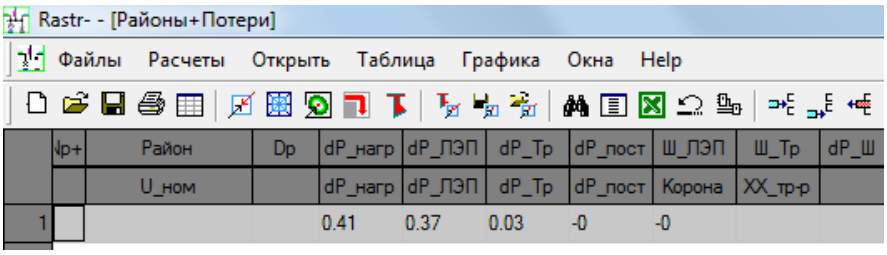
	S	Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/т	P_нач	Q_нач
1		ЛЭП	1	2	ПС Никольская - ПС	12.9	18.22	-54.8		-17	-5
2		Тр-р	2	22	ПС Центральная -	2.6	88.9		1	-4	-2
3		Тр-р	22	23	-	2.6	0.1		0.34	-3	-2
4		Тр-р	22	24	-	2.6	52		0.055	-1	-0
5		ЛЭП	2	3	ПС Центральная - П	17.22	24.43	-79.5		-3	-1
6		Тр-р	3	33	ПС Актас -	4.85	112.85		1	-3	-2
7		Тр-р	33	34	-	4.85	0.1		0.345	-3	-2
8		Тр-р	33	35	-	4.85	65.6		0.056	-1	-1
9		ЛЭП	2	4	ПС Центральная - П	22.67	32.1	-96.6		-2	0
10		Тр-р	4	44	ПС Улы-Тау -	9.7	225.7		1	-1	-1
11		Тр-р	44	45	-	9.7	0.1		0.318	-1	-1
12		Тр-р	44	46	-	9.7	131.2		0.093	-1	-0
13		ЛЭП	2	5	ПС Центральная - П	9.21	13.06	-157		-7	-3
14		Тр-р	5	55	ПС Коркем -	2.19	43.35		0.093	-7	-4

Рисунок 5.8- Полученные расчетные значения «Ветви»



	S	Номер	Название	U_ном	V	dV
1		23		35	37.58	7.37
2		34		35	37.52	7.2

Рисунок 5.9- Полученные расчетные значения «Напряжения»»



	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				0.41	0.37	0.03	-0	-0		

Рисунок 5.10- Полученные расчетные значения «Потери»

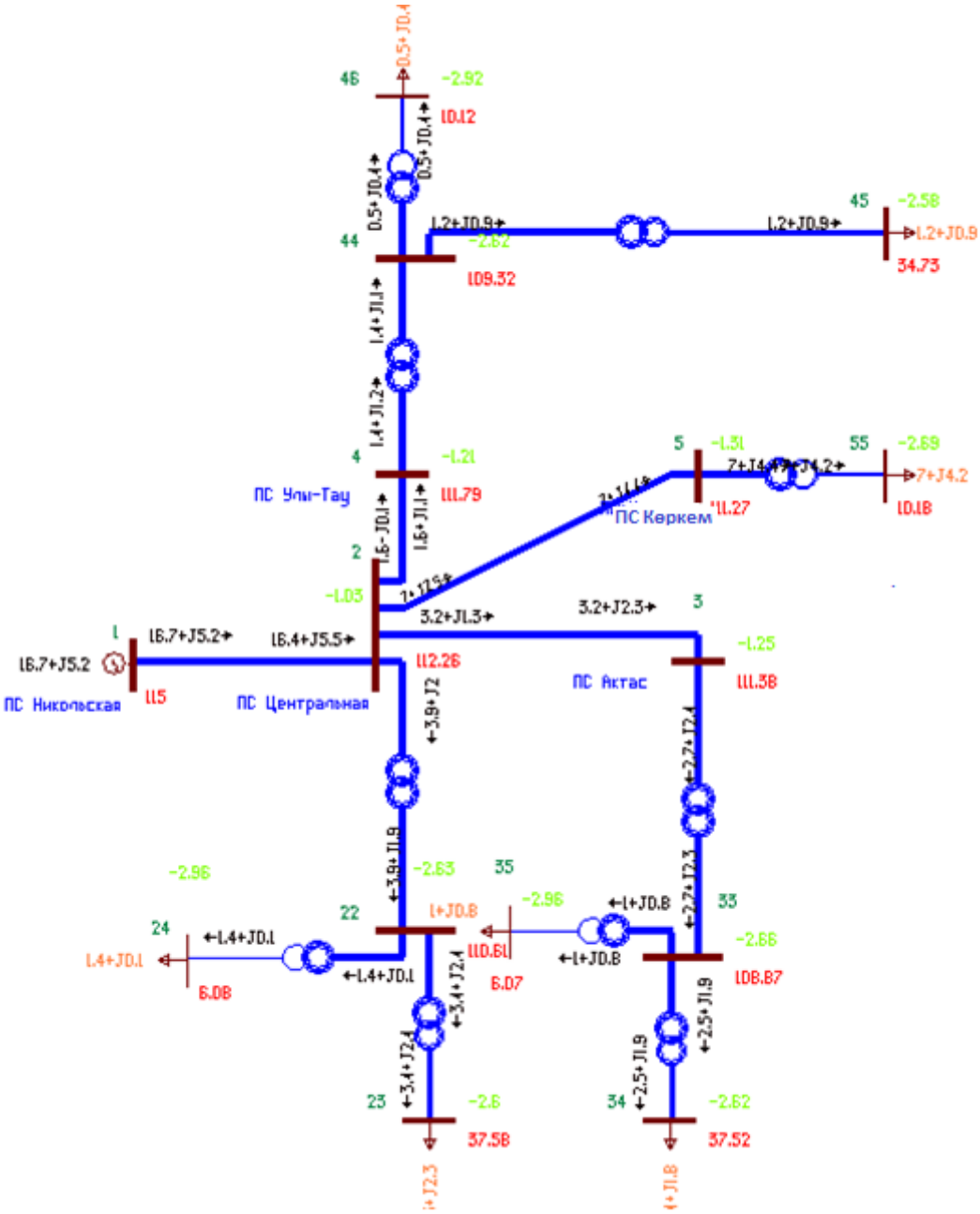


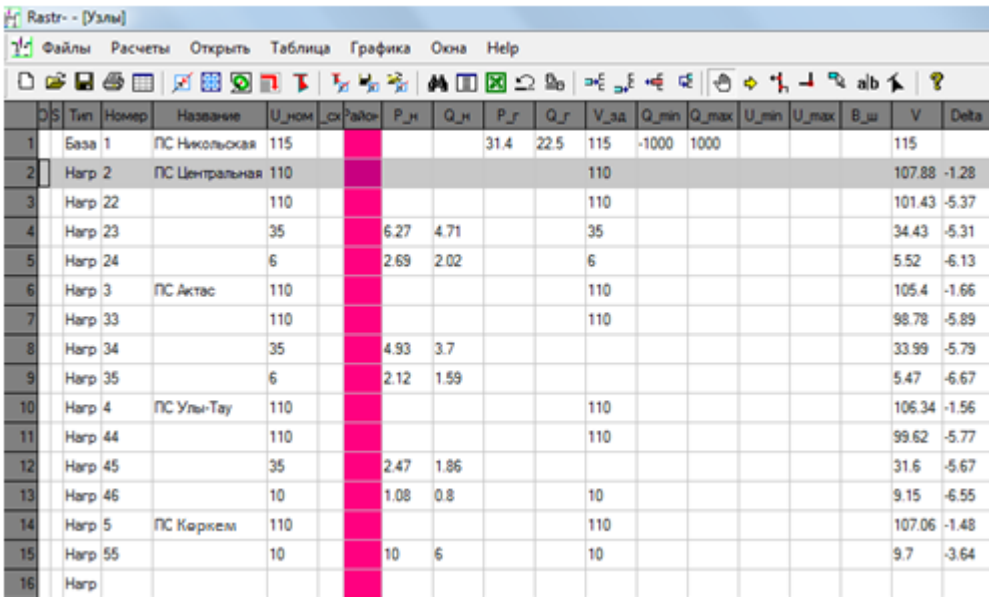
Рисунок 5.11 - Схема замещения электрической сети

Как показывают расчеты, в минимальном режиме напряжения в узловых точках не превосходят допустимые значения,. Отклонения напряжения в уз-

лах 23 и 34 допустимы, т.к. на 35 кВ отклонения напряжения не должны превышать ±10 % от номинальных значений. Потери в сети составили: в ЛЭП 37 кВт, в трансформаторах 3 кВт, общие нагрузочные потери составили 41 кВт.

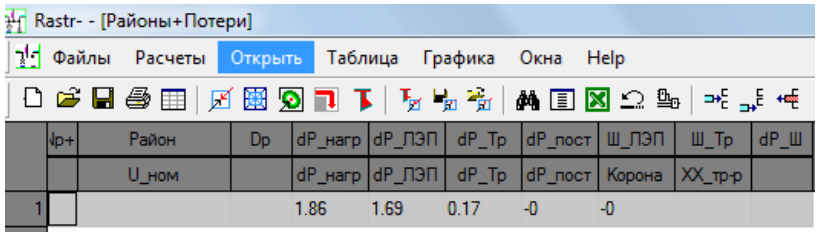
5.3 Расчет послеаварийного режима электрической сети

Расчет ПАР (после аварийного режима). Расчет в этом режиме производится при отключении одной из линий, т.е. вся передаваемая мощность должна идти по одной цепи ЛЭП. Результаты полученных значений приведены на рисунках 5.12 – 5.19.



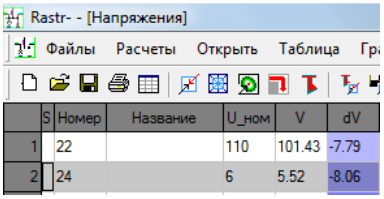
	DS	Тип	Номер	Название	U_ном	_сх	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	U_min	U_max	B_ш	V	Delta
1		База	1	ПС Никольская	115					31.4	22.5	115	-1000	1000				115	
2		Нагр	2	ПС Центральная	110							110						107.88	-1.28
3		Нагр	22		110							110						101.43	-5.37
4		Нагр	23		35			6.27	4.71			35						34.43	-5.31
5		Нагр	24		6			2.69	2.02			6						5.52	-6.13
6		Нагр	3	ПС Актас	110							110						105.4	-1.66
7		Нагр	33		110							110						98.78	-5.89
8		Нагр	34		35			4.93	3.7									33.99	-5.79
9		Нагр	35		6			2.12	1.59									5.47	-6.67
10		Нагр	4	ПС Улы-Тау	110							110						106.34	-1.56
11		Нагр	44		110							110						99.62	-5.77
12		Нагр	45		35			2.47	1.86									31.6	-5.67
13		Нагр	46		10			1.08	0.8			10						9.15	-6.55
14		Нагр	5	ПС Кӧркем	110							110						107.06	-1.48
15		Нагр	55		10			10	6			10						9.7	-3.64
16		Нагр																	

Рисунок 5.12 – Полученные расчетные значения «Узлы»



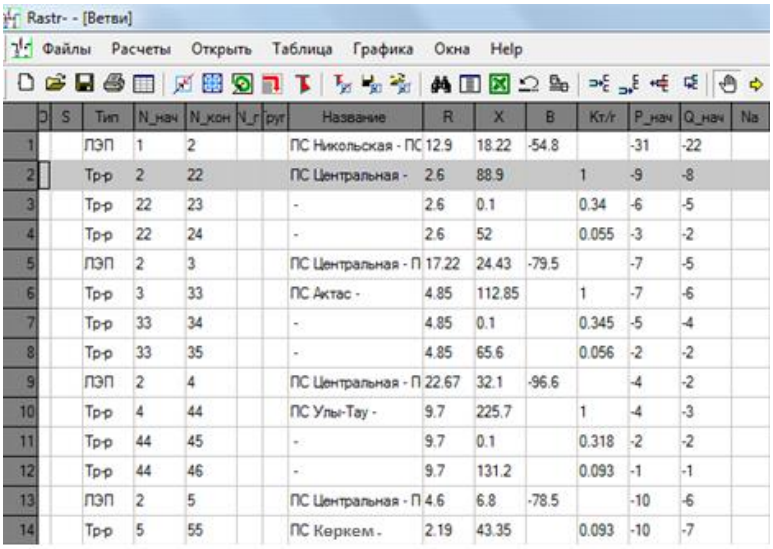
	ΦP+	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш
		U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр-р	
1				1.86	1.69	0.17	-0	-0		

Рисунок 5.13 - Потери в электрической сети



	S	Номер	Название	U_ном	V	dV
1		22		110	101.43	-7.79
2		24		6	5.52	-8.06

Рисунок 5.15 – Напряжения в узловых точках



Rastr- - [Ветви]

Файлы Расчеты Открыть Таблица Графика Окна Help

	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			ПС Никольская - ПС	12.9	18.22	-54.8		-31	-22	
2			Тр-р	2	22			ПС Центральная -	2.6	88.9		1	-9	-8	
3			Тр-р	22	23			-	2.6	0.1		0.34	-6	-5	
4			Тр-р	22	24			-	2.6	52		0.055	-3	-2	
5			ЛЭП	2	3			ПС Центральная - П	17.22	24.43	-79.5		-7	-5	
6			Тр-р	3	33			ПС Актас -	4.85	112.85		1	-7	-6	
7			Тр-р	33	34			-	4.85	0.1		0.345	-5	-4	
8			Тр-р	33	35			-	4.85	65.6		0.056	-2	-2	
9			ЛЭП	2	4			ПС Центральная - П	22.67	32.1	-96.6		-4	-2	
10			Тр-р	4	44			ПС Улы-Тау -	9.7	225.7		1	-4	-3	
11			Тр-р	44	45			-	9.7	0.1		0.318	-2	-2	
12			Тр-р	44	46			-	9.7	131.2		0.093	-1	-1	
13			ЛЭП	2	5			ПС Центральная - П	4.6	6.8	-78.5		-10	-6	
14			Тр-р	5	55			ПС Керкем -	2.19	43.35		0.093	-10	-7	

Рисунок 5.14 – Полученные расчетные значения «Ветви»

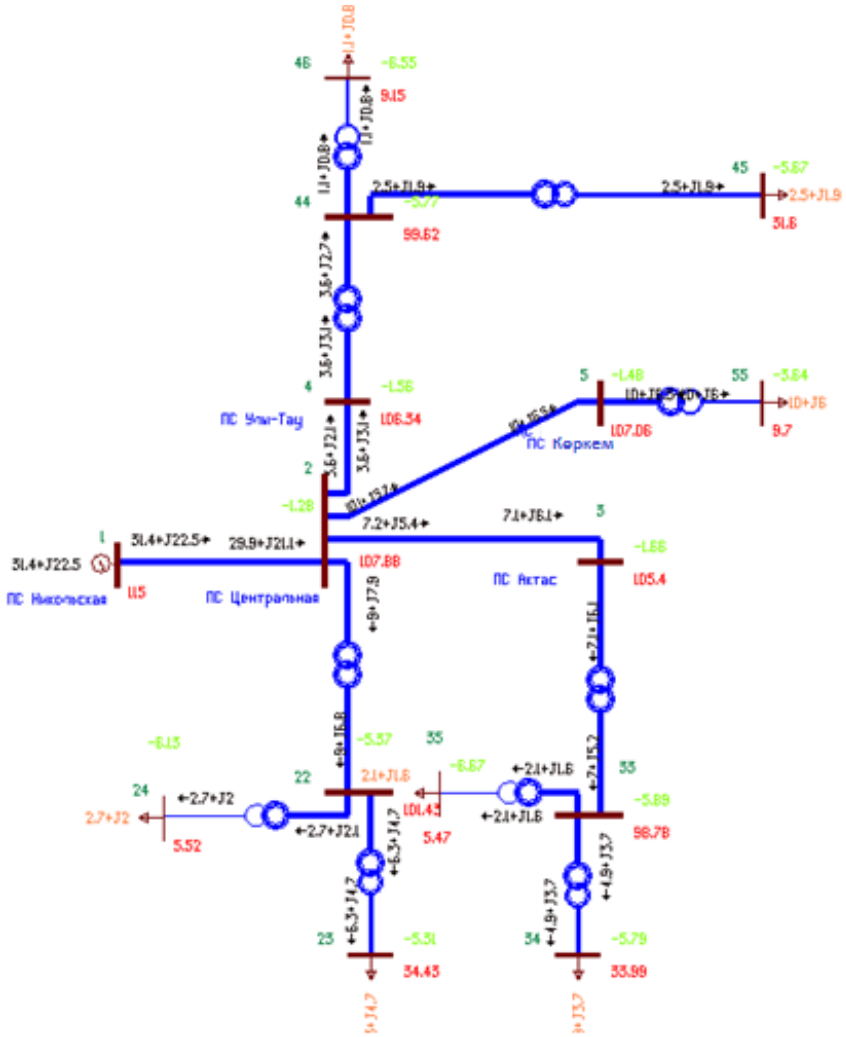


Рисунок 5.16 - Схема замещения электрической сети

Как показывают расчеты, в ПАР уровни напряжений превосходят допустимые значения на ПС Центральная, шины 6 кВ – 5,52 кВ , т.е. 8,06% от допустимых значений ±5% регламентированными ГОСТ 13109-97 «Нормы качества электрической энергии системах электроснабжения общего назначения».

После применения РПН на трансформаторах отклонения напряжения стабилизировалось.

Потери в сети составили: в ЛЭП 1,69 МВт, в трансформаторах 0,17.

Определим годовые потери. Расчет произведем аналогичным образом как в п.2.

Суточный расход активной энергии зимнего дня по (2.4) :

$$\Delta W_{зим}=184\cdot 24=4416\ кВт\cdot ч.$$

Суточный расход активной энергии летнего дня по (2.5):

$$\Delta W_{лет}=41\cdot 24=984\ кВт\cdot ч.$$

Годовые потери электроэнергии определим по формуле (2.6):

$$\Delta W_{г}=4416\cdot 218+984\cdot 147=1107,3\ МВт\cdot ч.$$

5.4 Анализ расчета режимов работы электрических сетей с учетом развития сети и вводом новой ПС Көркем

В результате расчета режимов работы участка электрических сетей 110 кВ Жезказганского узла, с учетом существующих нагрузок, вводом и подключением ПС Көркем, т.е строительством двухцепной линии 110 кВ длиной 60,2 кВ «Центральная - Көркем» и само строительство подстанции Көркем были определены уровни напряжений в узловых точках и потери мощности.

По полученным результатам расчета напряжений в узловых точках на участке существующих сетей 110 кВ рассматриваемого участка с учетом нагрузок на 2015 г. можно сказать следующее, что уровни напряжения на подстанциях соответствуют допустимым значениям ±10% от номинальных значений.

При перспективном росте нагрузок и вводом новой подстанции Көркем напряжения так же находятся в допустимых пределах, исключение составляет режим «ПАР». Как показывают расчеты, в ПАР уровни напряжений превосходят допустимые значения на ПС Центральная, шины 6 кВ – 5,52 кВ , т.е. - 8,06% от допустимых значений ±5% регламентированными ГОСТ 13109-97 «Нормы качества электрической энергии системах электроснабжения общего назначения».

Результаты расчета потерь, полученных в работе, сведены в таблицу 5.1.

Таблица 5.1 – Полученные результаты расчета потерь

Годовые потери	Существующий участок электрических сетей с нагрузками 2015 г.	Участок электрических сетей с вводом ПС Көркем с нагрузками 2025 г.	Разность потерь
$\Delta W_г$, МВт · ч	368,9	1107,3	738,4

Как видно из таблицы 5.1 потери с вводом новой подстанции Көркем увеличились на 738,4 МВт.ч. С целью снижения потерь на данном участке электрических сетей необходимо в перспективе применять КУ.

6 Безопасность жизнедеятельности

6.1 Анализ поражения электрическим током

При эксплуатаций и ремонте электрического оборудования и сетей человек может оказаться в сфере действия электрического поля или непосредственном соприкосновении с находящиемися под напряжением проводками электрического тока. В результате прохождения тока через человека может произойти нарушение его жизнедеятельных функций.

Поражение человека электрическим током является следствием его прикосновения не менее, чем к двум точкам электрической цепи, между которыми существует напряжение.

Опасность поражения оценивается двумя параметрами: $I_{пр,}$ $U_{пр.}$

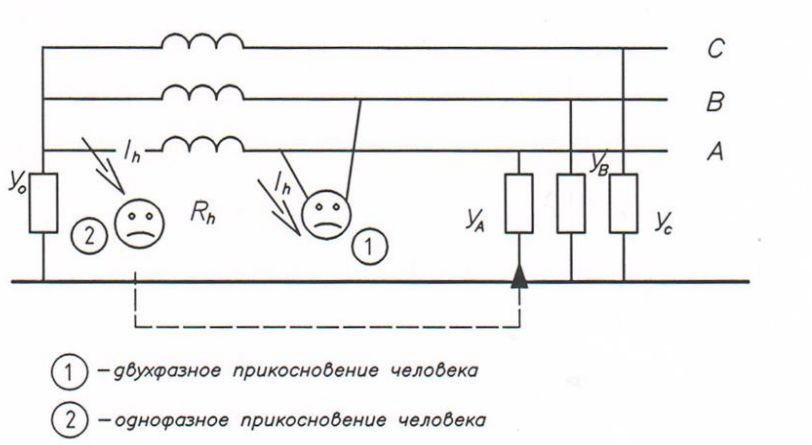


Рисунок 6.1 – Однофазное и двухфазное прикосновение к токоведущим частям

Двухфазное прикосновение, как правило, опаснее, чем однофазное. Человек находится под напряжением, равном линейному, а ток, через тело человека, будет зависеть от сопротивления тела человека.

$$I_h = \frac{Uл}{Rh} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_ф}{Rh} \quad (6.1)$$

$$U_{пр} = U_л \quad (6.2)$$

где, I_h - ток проходящий через тело человека

$U_л$ - линейное напряжение, В;

$U_ф$ - фазное напряжение, В;

R_h -сопротивление тела человека лежит в пределах от 100-1000 Ом.

$$I_h = \frac{110 \cdot 10^3}{1000} = 110\ A$$

Однофазное прикосновение человека является, как правило, менее опасным, так как ток через тело определяется влиянием многих факторов.
Сделаем два допущения:

Тело человека обладает только активным сопротивлением, а сопротивление опорной поверхности ног растеканию тока=0.

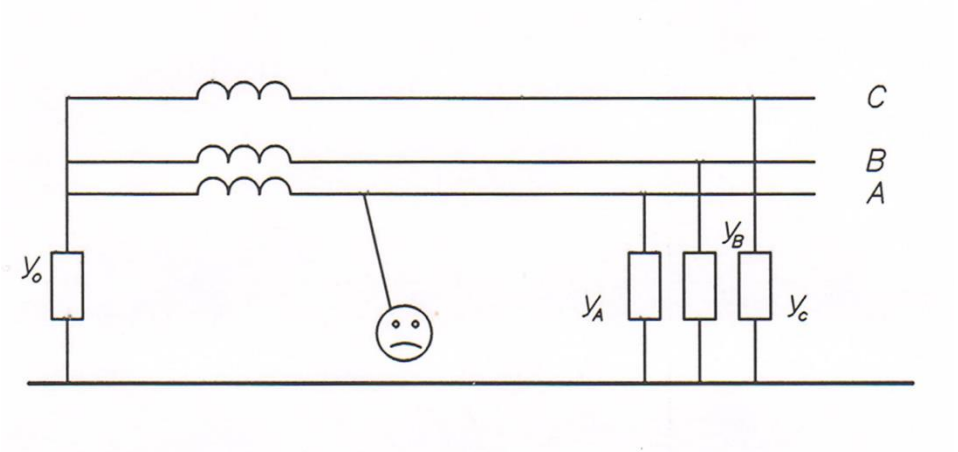


Рисунок 6.2 – Однофазное короткое замыкание в сети с изолированной нейтралью

$$I_h = \frac{U_\Phi}{R_h} \qquad (6.3)$$

$$I_h = \frac{110 \cdot 10^3/\sqrt{3}}{1000} = 63\ A$$

При глухозаземленном режиме нейтрали $R_0 < 10$ Ом

При нормальном режиме работы электрической сети, проводимости фазного и нулевого проводов по сравнению с у0 очень малы, поэтому делается допущение, поэтому делается допущение, что эти проводимости равны 0.

$$I_h = \frac{U_\Phi}{R_h + r_0} \qquad (6.4)$$

$$U_{np} = \frac{U\Phi \cdot R_h}{R_h + r_0} \qquad (6.5)$$

где r_0=0,25 Ом для сети напряжением 110 кВ

$$I_h = \frac{63 \cdot 10^3}{1000 + 0{,}25} = 62\ A$$

$$U_ф = \frac{63 \cdot 10^3 \cdot 106}{1000 + 0{,}25} = 63\ \text{кВ}.$$

Ток через тело человека, прикоснувшегося к одной из фаз в сети с заземленной нейтралью практически не меняется с изменением сопротивления изоляции и емкости фаз относительно земли и определяется соотношением фазного напряжения и сопротивления тела человека.

6.2. Защита персонала от поражения электрическим током

Защитное заземление является наиболее простой и в тоже время весьма эффективной мерой защиты персонала от поражения током при появлении напряжения на металлических нетоковедущих частях.

Принцип действия защитного заземления основан на снижении до безопасных значений напряжений прикосновения и шага, обусловленных замыканием на корпус и другими причинами.

В результате расчета заземляющего устройства мы должны определить составные параметры заземления - число, размеры и порядок размещения заземлителей и заземляющих проводников, при которых напряжение прикосновения и шага в период замыкания фазы на заземленный корпус не превышает допустимых значений.

Подстанция является понижающей, имеет два трансформатора напряжением 35/6 кВ. для питания собственных нужд имеется два трансформатора 10/0,4 кВ; распределительные устройства 35 кВ открытого типа и 6 кВ закрытого.

Ожидаемый ток короткого замыкания на стороне 35 кВ Iкз, = 985,2 А. Размеры площадки РУ 35/6 кВ SРУ = 100 • 70 = 7000 м2.

Грунт двухслойный: удельное сопротивление верхнего слоя $p_{1изм}$=70 Ом·м, нижнего – $p_{2изм}$=40 Ом·м

По периметру контура в грунт забиты вертикальные элементы (стержни) диаметром d = 0,04 м и длиной 1 = 5 м, соединенные стальной полосой сечением 40 х 4 мм, горизонтальная сетка внутри контура состоит из полос сечением 4 х 40 мм.

Толщина верхнего слоя земли h_1 = 3м, глубина погружения электрода в землю - расстояние от поверхности земли до электрода

t_0 = 0,7 м.

Составляем предварительную схему заземлителя, по которой определяем площадь территории, занимаемой заземлителем, S м^2.

Сетка заземления не должна пролегать непосредственно под оборудованием, поэтому, рассчитав количество электродов, необходимо

сгустить линии сетки там, где нет оборудования, и, разредить гам, где оно находится.

$$p_{1расч}=P_1 \cdot \Psi \qquad (6.6)$$

где Ψ – коэффициент сезонности для слоя сезонных изменений в многослойной земле, для III климатической зоны =1,8.

$$p_{1расч}= 70 \cdot 1,8=126\ Ом \cdot м$$

Т.к. условная толщина слоя сезонных изменений в III климатической зоне h = 1,8 м, что меньше толщины верхнего слоя земли h_1 = 3 м, то

$$p_{2расч}=p$$

$$p_{2расч}=40\ Ом \cdot м$$

Отношение p_1/p_2 с учетом коэффициент сезонности

$$\frac{p_{1расч}}{p_{2расч}} = \frac{p_{1изм} \cdot \Psi}{p_{2изм}} \qquad (6.7)$$

$$\frac{p_{1расч}}{p_{2расч}} = \frac{126}{40} = 3,15.$$

Примем расстояние между электродами в модели заземлителя а = 10 м. Определим число вертикальных электродов при известном а

$$n=\frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a} \qquad (6.8)$$

где S - площадь территории, занимаемой заземлителем, м^2;

n - число вертикальных электродов.

или же определим число вертикальных электродов при известном а по формуле

$$n = \frac{P}{a} \qquad (6.9)$$

где P - периметр контура заземлителя.

$$n = \frac{340}{5} = 68$$

Относительная длина верхней части вертикального электрода, то есть части находящейся в верхнем слое земли, $I_{отн}$, определяется из выражения

$$I_{отн} = \frac{h_1 - t_0}{I_в} \qquad (6.10)$$

$$I_{отн} = \frac{3-0,7}{3} = 0,76 \text{ м.}$$

Эквивалентное удельное сопротивление $p_э$ двухслойной земли для сплошного заземлителя в виде горизонтальной сетки с вертикальными электродами может быть определено по формуле

$$p_э = p_2 \cdot \left(\frac{p_1}{p_2}\right)^k \qquad (6.11.)$$

где показатель степени

$$k = 0,43 \left[l_{отн} + 0,272 \cdot \ln \frac{a\sqrt{2}}{l_в} \right] \qquad (6.12)$$

$$k = 0,43 \left[0,76 + 0,272 \cdot \ln \frac{10\sqrt{2}}{3} \right] = 0,508$$

$$p_э = 40 \left(\frac{126}{40}\right)^{0,508} = 71,65 \text{ Ом·м.}$$

Определим сопротивление сплошного заземлителя, состоящего из контура вертикальных заземлителей, соединенных горизонтальными электродами и сетки, которая находится внутри контура.

Сопротивление сложного заземлителя, состоящего из сетки и ряда вертикальных проводников, может быть определено из следующего выражения:

$$R_З = 0,443 \cdot \frac{p_2}{\sqrt{S}} \cdot \left(\frac{p_1}{p_2}\right)^g + \frac{p_1}{L + n \cdot l_в} \qquad (6.13)$$

где $g = \frac{z \cdot h_1}{\sqrt{S} + n \cdot l_в}$;

$$l_в = l_1 l_2 + \cdot \frac{p_1}{p_2} \qquad (6.14)$$

n - число вертикальных проводников;

L - общая длина проводников

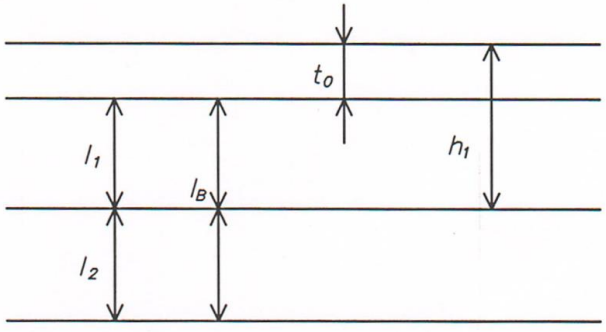


Рисунок 6.3 - Двухслойная модель земли

$$g=\frac{2\cdot 3}{\sqrt{7000}+68\cdot 14,49}=0,03;$$

$$L=5\cdot 100+7\cdot 70=990\ м;$$

$$R_3=0,443\cdot\frac{40}{\sqrt{7000}}\cdot\left(\frac{126}{40}\right)^{0,03}+\frac{126}{990+68+14,49}=0,12\ Ом.$$

Коэффициент напряжения прикосновения а, может быть определен из следующего приближенного выражения для заземлителей типа сетки с равномерным распределением проводников и дополненной вертикальными проводниками.

$$\alpha_1=M\cdot\left(\frac{a\cdot\sqrt{S}}{l_в\cdot L}\right)^{0,45} \qquad (6.15)$$

где $a=\frac{P}{n}$ - расстояние между вертикальными проводниками, м;

P - периметр сетки, м;

M = 0,69- функция отношения $\frac{p_1}{p_2}$

$$\alpha_2=0,69\cdot\left(\frac{5\cdot\sqrt{7000}}{14,49\cdot 990}\right)^{0,45}=0,193$$

Коэффициент снижения напряжения прикосновения, зависящий от удельного сопротивления верхнего слоя земли, может быть определен из формулы

$$\alpha_2=\frac{R_h}{R_h+1,5\cdot p_1} \qquad (6.16)$$

где R_h - сопротивление тела человека;

p_1 - удельное сопротивление верхнего слоя земли.

$$\alpha_2=\frac{1000}{1000+1,5\cdot 126}=0,841$$

Напряжение прикосновения определяется по следующей формуле

$$U_{пр}=I_{кз}\cdot R_3\cdot\alpha_1\cdot\alpha_2 \qquad (6.17)$$

Допустимое напряжение при t = 0,15с с учетом АПВ, рекомендуемом времени для расчета напряжения прикосновения и напряжения шага, составляет 450 В.

Потенциал заземлителя определяется по формуле

$$\varphi_3 = I_{кз} \cdot R_3 \qquad (6.18)$$

$$\varphi_3 = 985{,}2 \cdot 0{,}12 = 119\ В$$

максимальное напряжение прикосновения

$$U_{пр.max} = \varphi_3 \cdot \alpha_1 \qquad (6.19)$$

$$U_{пр.max} = 119 \cdot 0{,}193 = 22{,}96\ В$$

Из условия безопасности прикосновения человека к заземленным предметам в зоне ЗУ в эффективно заземленной сети

$$U_{пр} = U_{пр.max} - I_ч \cdot 1{,}5 \cdot p_c \le U_{доп}$$

где $I_ч$ – ток через человека.

Имеем

$$I_ч = \frac{Uпр.max}{R_h + 1{,}5 \cdot p_c} \qquad (6.20)$$

$$I_ч = \frac{22{,}96}{1000 + 1{,}5 \cdot 126} = 0{,}045\ А$$

Проверим условие безопасности, где $U_{пр}$ = 450 В, определяемое ГОСТ 12.1.038-82

$$53{,}27 - 0{,}045 \cdot 1{,}5 \le 450$$

$$44{,}76\ В \le 450\ В$$

Коэффициент напряжения шага для сложного заземлителя, состоящею из сетки и ряда вертикальных проводников, может быть определен в зависимости от типа заземлителя. Принимаем β_1= 0,15. Определяем коэффициент β_2 -коэффициент снижения напряжения шага, зависящий от удельного сопротивления верхнего слоя земли согласно следующей формуле

$$\beta_2 = \frac{R_h}{R_h + 6 \cdot 126} = 0{,}569$$

По следующей формуле определяем напряжение шага

$$U_{III} = I_{K3} \cdot R_3 \cdot \beta_1 \beta_2 \quad (6.21)$$

$$U_{III} = 985,2 \cdot 0,12 \cdot 0,15 \cdot 0,569 = 52,31 \ В$$

Условие безопасности для человека, шагающего в зоне распространения тока

$$U_{III} = U_{1\text{-}2max} - I_h \cdot 6 \cdot p_1 \leq U_{доп} \quad (6.22)$$

где $U_{пр}$ = 450 В, согласно ГОСТ для времени действия короткого замыкания с учетом АПВ t = 0,15с.

$$U_{1\text{-}2max} = \varphi_3 \cdot \beta_1 \quad (6.23)$$

$$U_{1\text{-}2max} = 613 \cdot 0,15 = 91,95 \ В.$$

Ток через человека находим по формуле

$$I_h = \frac{U1-2max}{R_h + 6 \cdot p_c} \quad (6.24)$$

$$I_h = \frac{91,95}{1000 + 6 \cdot 126} = 0,052 \ А$$

Проверим условие безопасности:

$$91,95 - 0,052 \cdot 6 \cdot 126 \leq 450$$

$$52,64 \ В \leq 450 В$$

Условие выполняется. Далее рассмотрим возможность использования данного заземлителя по требованиям R_3:

$$R^I_3 = \frac{Uпр.доп}{I_{кз} \cdot \acute{\alpha}_1 \cdot \acute{\alpha}_2} \quad (6.24)$$

$$R^{II}_3 = \frac{U_{III}.доп}{I_{кз} \cdot \beta_1 \cdot \beta_2} \quad (6.25)$$

$$R^I_3 = \frac{450}{2188,9 \cdot 0,193 \cdot 0,841} = 1,27 \ Ом$$

$$R^{II}_3 = \frac{450}{2188,9 \cdot 0,15 \cdot 0,569} = 2,41 \ Ом$$

Полученное в результате расчетов сопротивление заземления $R_З$ = 0,12 Ом, удовлетворяет условиям $R_З < R^I_З$ и $R_З < R^{II}_З$

Протяженность кабелей питания двигателей составляет 120 м. Длина отдельных кабелей достигает 1200 м на 1 блок, соответственно длина увеличивается в 3 раза. Необходимо учесть, что ответственные механизмы собственных нужд имеют резервные двигатели, которые питаются по своим отдельным кабелям, с учетом этого имеем длину кабелей

$$l_к = 3\cdot(4\cdot 1{,}2 + 0{,}12) = 14{,}76 \text{ км.}$$

В электроустановках выше 1000 В с изолированной нейтралью в качестве расчетного тока можно принять ток, вычисленным приближенно по формуле

$$I_З = \frac{\sqrt{3}\cdot U\cdot(35\cdot l_к + l_в)}{350} \qquad (6.26)$$

где U - фазное напряжение сети, кВ;

$l_к$ - общая длина подключенных к сети кабельных линий, км;

$l_в$ - общая длина подключенных к сети воздушных линий, км.

$$I_З = \frac{\sqrt{3}\cdot 10\cdot(35\cdot 14{,}76+0)}{350} = 25{,}57 \text{ А.}$$

При выносном исполнении заземления заземлителя располагаются на некотором удалении от заземляемого оборудования. Поэтому заземленные корпуса находятся вне поля растекания - на земле, и человек, касаясь корпуса, оказывается под полным напряжением относительно земли, если не учитывать коэффициент α_2, $U_{пр} = U_З$. Так как $\alpha_1 = 1$, ток через человека

$$I_h = I_З \cdot \frac{R_З}{R_h} \qquad (6.27)$$

Примем следующие значения: $\alpha_1 = 1$; $\alpha_2 = 0{,}841$; $\beta_1 = 0{,}15$; $\beta_2 = 0{,}569$; $R_З = 0{,}12$ Ом; $R_h = 1000$ Ом; $I_З = 25{,}57$А.

$$I_h = 25{,}57 \cdot \frac{0{,}12}{1000} \cdot 1 \cdot 0{,}841 = 0{,}006 \text{ А}$$

Находим $U_{пр}$

$$U_{пр} = 25{,}57\cdot 0{,}12\cdot 1\cdot 0{,}841 = 6{,}02 \text{ В}$$

Находим U_{III}

$$U_{III} = 25{,}57 \cdot 0{,}12 \cdot 0{,}15 \cdot 0{,}569 = 0{,}61 \text{ В}$$

Ток через человека:

$$I_h = I_3 \cdot \frac{R_з}{R_h} \cdot \beta_1 \cdot \beta_2 \qquad (6.28)$$

$$I_h = 25{,}57 \cdot \frac{0{,}12}{1000} \cdot 0{,}15 \cdot 0{,}569 = 0{,}0006\ A.$$

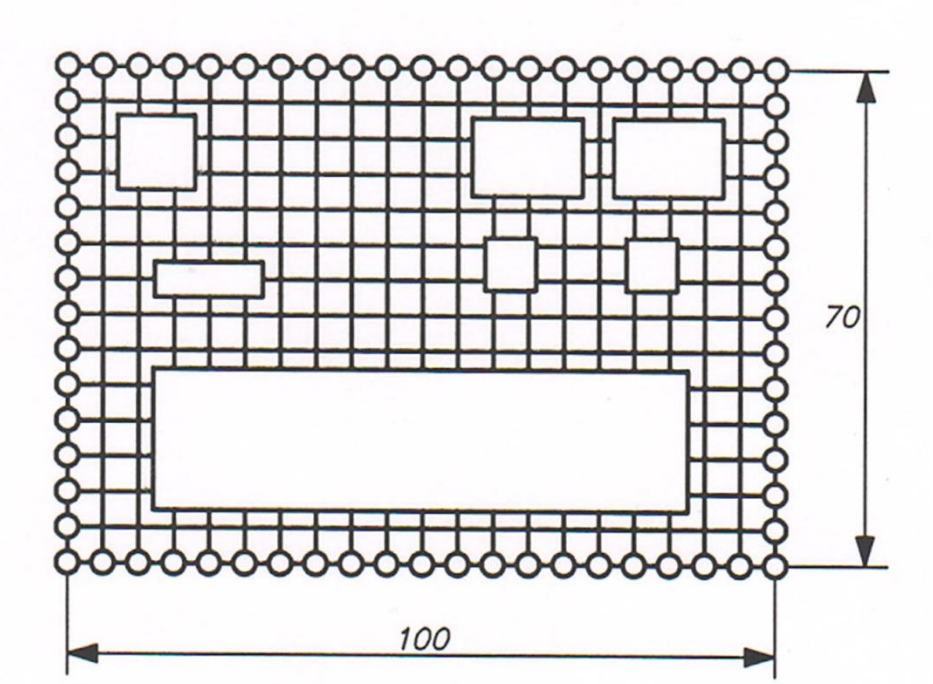


Рисунок 6.4 – Расчетная модель заземления

Допустимые значения напряжения прикосновения Uпр и проходящего через человека тока для сети выше 1000 В с изолированной нейтралью при t = 1с и более Uпр = 6 В и Ih = 0,6 мА, то есть условия безопасности выполнены и существует возможность использования заземляющего устройства ОРУ 35 кВ в качестве выносного для РУ СН 10/0,4 кВ и сети 10/0,4 кВ.

6.3 Защита от электромагнитного поля высокого напряжения

Опасное и вредное воздействия на людей электрического тока, электрической дуги и электромагнитных полей проявляются в виде электротравм и профессиональных заболеваний. Степень опасного и вредного воздействия на человека электрического тока, электрической дуги и электромагнитных полей зависит от рода и величины напряжения и тока, частоты электрического тока, пути тока через тело человека, продолжительности воздействия электрического тока или электромагнитного поля на организм человека, условий внешней среды.

Средства защиты работающих в зависимости от характера их применения подразделяют на две категории: средства коллективной защиты, средства индивидуальной защиты.

Средства коллективной защиты в зависимости от назначения в электробезопасности подразделяют на классы: средства защиты от повышенного уровня электромагнитных излучений, средства защиты от повышенной напряженности магнитных и электрических полей, средства защиты от поражения электрическим током, средства защиты от повышенного уровня статического электричества, средства индивидуальной защиты в зависимости от назначения в электробезопасности подразделяют на классы: костюмы изолирующие, средства защиты органов дыхания, одежда специальная защитная, средства защиты ног, средства защиты рук, средства защиты головы, средства защиты лица, средства защиты глаз, средства защиты органа слуха, средства защиты комплексные.

Рассмотрим средства коллективной защиты. К средствам защиты от повышенного уровня электромагнитных излучений относятся: оградительные устройства, защитные покрытия, герметизирующие устройства, устройства автоматического контроля и сигнализации, устройства дистанционного управления, знаки безопасности.

К средствам защиты от повышенной напряженности магнитных и электрических полей относятся: оградительные устройства, защитные заземления, изолирующие устройства и покрытия, знаки безопасности.

Источниками электромагнитных полей (ЭМП) являются:атмосферное электричество, радиоизлучения, электрические и магнитные поля Земли, искусственные источники (установки ТВЧ, радиовещание и телевидение, радиолокация, радионавигация и др.). Источниками излучения электромагнитной энергии являются мощные телевизионные и радиовещательные станции, промышленные установки высокочастотного нагрева, а также многие измерительные, лабораторные приборы. Источниками излучения могут быть любые элементы, включенные в высокочастотную цепь.

Токи высокой частоты применяют для плавления металлов, термической обработки металлов, диэлектриков и полупроводников и для многих других целей. Для научных исследований в медицине применяют токи ультравысокой частоты, в радиотехнике — токи ультравысокой и сверхвысокой частоты. Возникающие при использовании токов высокой частоты электромагнитные поля представляют определенную профессиональную вредность, поэтому необходимо принимать меры защиты от их воздействия на организм.

Токи высокой частоты создают в воздухе излучения, имеющие ту же электромагнитную природу, что и инфракрасное, видимое, рентгеновское и гамма-излучение. Различие между этими видами энергии в длине волны и частоте колебаний, а значит, и в величине энергии кванта, составляющего электромагнитное поле. Электромагнитные волны, возникающие при колебании электрических зарядов (при прохождении переменных токов), называются радиоволнами.

Интенсивность электромагнитного поля в какой-либо точке пространства зависит от мощности генаратора и расстояния от него. На характер распределения поля в помещении влияет наличие металлических предметов и

конструкций, которые являются проводниками, а также диэлектриков, находящихся в ЭМП.

Источники электромагнитных полей промышленной частоты в электроустановках сверхвысокого напряжения (СВН).

При эксплуатации электроэнергетических установок — открытых распределительных устройств (ОРУ) и воздушных ЛЭП напряжением выше 330 кВ — в пространстве вокруг токоведущих частей действующих электроустановок возникает сильное электромагнитное поле, влияющее на здоровье людей. В электроустановках напряжением ниже 330 кВ возникают менее интенсивные электромагнитные поля, не оказывающие отрицательного влияния на биологические объекты. Эффект воздействия электромагнитного поля на биологический объект принято оценивать количеством электромагнитной энергии, поглощаемой этим объектом при нахождении его в поле. При малых частотах (в данном случае 50 Гц) электромагнитное поле можно рассматривать состоящим из двух полей (электрического и магнитного), практически не связанных между собой. Электрическое поле возникает при наличии напряжения на токоведущих частях электроустановок, а магнитное — при прохождении тока по этим частям. Поэтому допустимо рассматривать отдельно друг от друга влияние, оказываемое ими на биологические объекты.

Установлено, что в любой точке поля в электроустановках сверхвысокого напряжения (50 Гц) поглощенная телом человека энергия магнитного поля примерно в 50 раз меньше поглощенной им энергии электрического поля (в рабочих зонах открытых распределительных устройств и проводов ВЛ-750 кВ напряженность магнитного поля составляет 20—25 А/м при опасности вредного влияния 150—200 А/м).

На основании этого был сделан вывод, что отрицательное действие электромагнитных полей электроустановок сверхвысокого напряжения (50 Гц) обусловлено электрическим полем, то есть нормируется напряженность Е, кВ/м. В различных точках пространства вблизи электроустановок напряженность электрического поля имеет разные значения и зависит от ряда факторов: номинального напряжения, расстояния (по высоте и горизонтали) рассматриваемой точки от токоведущих частей и др.

Для защиты от электрических полей сверхвысокого напряжения (50 Гц) необходимо увеличивать высоту подвеса фазных проводов ЛЭП. Для открытых распределительных устройств рекомендуются заземленные экраны (стационарные или временные) в виде козырьков, навесов и перегородок из металлической сетки возле коммутационных аппаратов, шкафов управления и контроля. К средствам индивидуальной защиты от электромагнитных излучений относят переносные зонты, комбинезоны и халаты из металлизированной ткани, осуществляющие защиту организма человека по принципу заземленного сетчатого экрана.

7 Экономическая часть

7.1 Цели разработки проекта

Целью разработки проекта является оценка экономической эффективности развитие электрических сетей 110кВ Жезказганского энергоузла Карагандинской области. Развитие сети заключается в проектировании линии электропередачи и подстанции, которые нужны для развития данного района.

Необходимость строительство подстанции вызвана увеличением нагрузок потребителей и необходимостью повышения надежности электроснабжения потребителей электроэнергии.

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

Анализ рынка сбыта.

В связи с выявленным дефицитом, а также с учетом того что в районе находятся важные промышленные объекты и наблюдаются значительный прирост населения, предполагается, что сооружение межсистемной связи позволит реализовать дополнительную электроэнергию потребителям.

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

Тарифы на электроэнергию.

Для стоимостной оценки результата используются действующие цены и тарифы. Тариф принимаем исходя из себестоимости передаваемой электроэнергии. Сейчас тариф по Карагандинской области составляет 10,59 тенге за 1 кВт ч энергии.

Организационный план.

На подстанции и прилегающих к ней сетях планируем установить современное высокоавтоматизированное оборудование, что обеспечивает высокий уровень надежности электроснабжения.

Юридический план

Кредит на строительство подстанции предоставляется банком «Банк-ЦентрКредит». Процентная ставка 10 % годовых, срок кредитования 10 лет.

Для осуществления эксплуатации рассматриваемого энергобъекта создается Товарищество с ограниченной ответственностью «МС-Строй» с привлечением средств организации и заемного капитала потенциальных инвесторов.

Экологическая информация.

Подстанция предназначена для передачи электроэнергии. Этот технологический процесс является безотходным и не сопровождается вредными выбросами в атмосферу.

При соблюдении правил и санитарных норм строительство подстанции и прилегающих сетей не приведёт к ухудшению экологической ситуации в районе.

7.2 Расчет технико-экономических показателей подстанции

Определение капитальных вложений в подстанцию.

Определение капитальных вложений в строительство подстанции и её монтаж приводится в таблице 7.1

Таблица 7.1 - Составляющие стоимости строительных и монтажных работ, оборудования и прочих затрат по ПС (тыс. тенге.)

Объект	Напряжение, кВ	Строительные работы	Монтаж	Оборудование	Прочие затраты
Подстанции Открытого типа	110	87 578	21 112	60 323	22 915
Итого					191 928

Определение ежегодных издержек производства.

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

Кроме того, передача и распределение электроэнергии связаны с частичной потерей ее при транспортировке по линиям электропередач и трансформации. Поскольку такие потери связаны с процессом передачи, то их стоимость включается в состав ежегодных издержек:

$$И_{перед} = И_{экс} + И_{пот} \quad (7.1)$$

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

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

Расчет затрат электросетевых хозяйств на ремонтно-эксплуатационное обслуживание сетей определяется по укрупненным показателям

$$И_{экс} = И_{ам} + И_{об/рем} \quad (7.2)$$

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

$$И_{ам} = \frac{\alpha_{ам}}{100} \cdot К_{ЭС} \quad (7.3)$$

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

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

$К_{ЭС}$ - стоимость оборудования ПС, млн.тенге.

$$И_{ам} = \frac{6,5}{100} \cdot 60,323 = 4 \text{ млн.тенге/год.}$$

$$И_{об/рем} = \frac{\alpha_{об/рем}}{100} \cdot К_{ЭС}, \quad (7.4)$$

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

$$И_{об/рем} = \frac{3,3}{100} \cdot 60,323 = 2 \text{млн.тенге/год.}$$

Расчет эксплуатационных издержек сводится в виде таблицы 7.2.

Таблица 7.2 – Эксплуатационные издержки распределения энергии

Элемент	Кап. вложения, тыс.тенге	$\alpha_{ам}$,%	$\alpha_{об}$, %	$И_{ам}$, млн. тенге/год	$И_{обсл}$, млн. тенге/год	$И_{экспл}$, млн. тенге/год
ПС 110/35/10 кВ	191 928	6,5	3,3	4	2	6

Переменные потери энергии и издержки, связанные с ними.

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

Значения переменных потерь в трансформаторах и автотрансформаторах находятся по формулам:

$$\Delta Э_{переменТР} = n \cdot \Delta Рк \cdot \tau \cdot К^2_З \quad (7.5)$$

где $\Delta Рк$ = 35 кВт – потери короткого замыкания;

$К^2_З$=0,60 – коэффициент загрузки трансформатора;

τ - годовое время максимальных потерь.

Постоянные потери энергии и издержки, связанные с ними.

Значения постоянных потерь в трансформаторах находятся по формулам:

$$\Delta Э_{пост.тр-р} = n \cdot \Delta P_{XX} \cdot 8760 \quad (7.6)$$

где n – количество трансформаторов или автотрансформаторов,

ΔP_{XX} – потери на холостой ход в трансформаторе. Потери составляют 14 кВт.

Себестоимость. Полная себестоимость передачи электроэнергии по сетям энергосистемы определяется суммарными издержками, связанными с передачей и распределением электроэнергии, и количеством энергии отпущенной потребителю (определяется из графика нагрузки ВН)

По структуре тарифа «Энергосистема» Карагандинской области следует, что:

Таблица 7.3 – Структура тарифа Карагандинской области с 01.01.2015г.

Статьи расходов	Структура, %
I Затраты на производство товаров и предоставление услуг, всего	87,77
1 Материальные затраты, всего в т.ч.:	4,14
1.1 Сырье, материалы	1,98
1.2ГСМ	1,61
1.3 Электроэнергия на хоз. нужды	0,55
2 Затраты на оплату труда с отчислениями	21,04
3 Амортизация	18,96
4 Ремонт	6,54
5 Услуги сторонних организаций производственного характера	0,62
6 Прочие затраты	3,72
7 Стоимость потерь	32,15
II Расходы периода, всего	8,8
8 Общие административные расходы	8,8
III Всего зарплат	96,57
IV Прибыль	3,43

Как видно из таблицы 7.3 сумма на амортизацию и ремонт составит:

$$18,96 + 6,54 = 25,5\ \%.$$

$$И_{\Sigma} = \frac{25,5}{100} \cdot 60,323 = 15,4 \text{ млн.тенге.}$$

$$s_{перед} = \frac{И_{\Sigma}}{Э_{год}}, \qquad (7.7)$$

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

$$Э_{год} = n \cdot K_{з} \cdot S_{ном.тр} \cdot \cos\varphi \cdot 5800, \qquad (7.8)$$

где n – количество трансформаторов;

$\cos\varphi$ – коэффициент мощности, принимается равным 0,8;

$S_{îì .òð}$ – номинальная мощность одного трансформатора.

$$Э_{год} = 2 \cdot 0,6 \cdot 6,3 \cdot 0,8 \cdot 5800 = 35,078 \text{ млн. кВт·ч.}$$

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

$$S_{ПЕРЕД} = \frac{15,4}{35,078} = 0,43 \text{ тенге/ кВт·ч}.$$

Полная себестоимость передачи электроэнергии по сетям энергосистемы складывается из стоимости энергии энергопроизводящей организации (5,1 тенге), тарифа на передачу по сетям НЭС (1,35 тенге), тарифа районной электросетевой компании (3 тенге) и себестоимости передачи энергии по сетям ТОО “МС-Строй”

$$T_{ТОО\ "МС\text{-}Строй"} = S_{перед} + 0,1 \cdot S_{перед}, \qquad (7.9)$$

$$T_{ТОО"МС\text{-}Строй"} = 0,43 + 0,1 \cdot 0,43 = 0,47 \text{т,47тенге кВт·ч.}$$

Тариф на электроэнергию ТОО “МС-Строй” для потребителей:

$$T_{З} = S_{ЭО} + T_{НЭС} + T_{РЭК} + T_{ТОО\ "МС\text{-}Строй"} = 5,1 + 1,35 + 3 + 0,47 = 9,92 \text{ тенге/кВт·ч.}$$

Средний тариф на электроэнергию в Карагандинской области составляет 10,59 тенге/кВт·ч. Тариф на электроэнергию ТОО “МС-Строй” принимается равным 10,19 тенге/кВт·ч. Тогда разница составит 10,59 – 9,92 = 0,67 тенге/кВт·ч.

Выручка от прогнозируемого объема передачи электроэнергии составит:

$$V_{реал} = 35,078 \cdot 9,92 = 348,000 млн. тенге., \quad (7.10)$$

Из прогнозируемой выручки завод произведет следующие выплаты:

- выплаты городским сетям за передачу электроэнергии составят:

$$V = 35,078 \cdot 3 = 105,234 \text{ млн. тенге.}$$

- выплаты национальным электрическим сетям составят:

$$V = 35,078 \cdot 1,35 = 47,35 млн. 7,35 енге.$$

- выплаты энергопроизводящим предприятиям составят:

$$V = 35,078 \cdot 5,1 = 147,3 млн. 47,3 енге.$$

Остаток из прогнозируемой выручки за передачу электроэнергии составит

$$П = 348,000 - 105,234 - 47,35 - 147,3 = 48,2 млн. 8,2 млн енге.$$

$$П_{ч} = 48,2 \cdot 0,8 = 38,5 млн. 8,5 млн енге.$$

Денежный поток определяется по формуле

$$CF = П_{Ч} + И_{ао} \quad (7.11)$$

где $П_{Р}$ - чистая прибыль, млн.тенге;

$И_{ао}$ – амортизационная отчисление, млн.тенге.

$$CF = 38,5 \cdot 10^{6} + 6,611 \cdot 10^{6} = 45 млн. 5 млн. тенге.$$

Определяется срок окупаемости. Метод состоит в определении того срока окупаемости, который необходим для возмещения суммы первоначальных инвестиций.

Срок окупаемости составит:

$$PP = \frac{I_C}{CF}, \quad (7.12)$$

где I_c - инвестиции;

CF– денежный поток, млн.тенге.

$$PP = \frac{191,928}{45} = 4\ год$$

Недостатки метода РР:

1) не учитывает влияние денежных притоков последних лет;

2) не делает различия между накопленными денежными потоками и их распределением по годам;

3) не обладает свойством аддитивности.

Преимущества данного метода:

1) прост для расчетов;

2) способствует расчетам ликвидности предприятия, т.е. окупаемости инвестиций;

3) показывает степень рискованности того или иного инвестиционного проекта, чем меньше срок окупаемости, тем меньше риск и наоборот.

При неравномерном поступлении доходов срок окупаемости определяют прямым подсчетом числа лет (месяцев), в течение которых доходы возместят инвестиционные затраты в проект, т.е. доходы сравняются с расходами. Инвестиции в проект окупятся за 4 года.

Таблица 7.4 – Прибыль от продаж электроэнергии

Года	Коэфф. загрузки, %	$Э_{год}$, млн.кВт·ч	$S_{перед}$, тенге/кВт·ч	ТОО“МС-Строй”	Тариф	Разница	Чистая прибыль
1	0	0	0	0	0	0	0
2	60	35,078	0,43	0,47	9,92	0,67	13,2

Объем реализации.

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

$$O_{p.t} = Ц_{ээ} \cdot (\gamma Э_t - \Delta Э_{пот.t}). \qquad (7.13)$$

где $Ц_{ээ}$ - цена на электроэнергию;

γ - коэффициент долевого участия;

$Э_t$ - объем переданной ЭЭ, в зависимости от освоения нагрузки и имеет зависимость:

$$Э_t = k_{осв.t} \cdot Э;$$

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

$$\Delta Э_{пот.t} = \Delta Э_{пост} + k^2_{осв.t} \cdot \Delta Э_{перем} \quad (7.14)$$

7.3 Показатели финансово- экономической эффективности

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

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

$$NPV = \sum_{t=0}^{n} \frac{CF_t}{(1+r)^t} - I_0, \quad (7.15)$$

где I_o – инвестиции в данный проект, млн.тг.;
CF_1 - поток наличности, млн.тг.;
r – ставка дисконтирования;
t-время реализации проекта, год;

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

Под внутренней нормой прибыли инвестиционного проекта (InternalRateoReturn, IRR) понимают значение коэффициента дисконтирования r, при котором NPV проекта равен нулю:

$$NPV = 0 \rightarrow при \rightarrow IRR = r \quad (7.16)$$

Оценка ВНП (IRR) имеет следующие свойства:
1) не зависит от вида денежного потока;
2) нелинейная форма зависимости;
3) представляет собой убывающую функцию;
4) не обладает свойством аддитивности.

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

Рассчитывается IRR для $r = 10\%$ банковского процента.

$$PV = 45 \cdot 0{,}91 = 41 \text{ млн.тенге;}$$

$$NPV = -191{,}928 + 41 = -150{,}928 \text{ млн.тенге.}$$

Остальные значения рассчитываются аналогично и заносятся в таблицу 7.5.

Таблица 7.5 - Расчет NPV и IRR

Год	Денежный поток CF, млн.тг	$1/(1+r)^n$	Текущая стоимость, млн. тенге
0	-191,928	1	-191,928
1	45	0,91	-150,928
2	45	0,83	-113,578
3	45	0,75	-79,828
4	45	0,68	-49,228
5	45	0,62	-21,328
6	45	0,56	3,9

Из приведенных расчетов видно, что срок окупаемости инвестиций составит около 6 лет.

$$PV = 45 \cdot 0{,}91 + 45 \cdot 0{,}83 + 45 \cdot 0{,}75 + 45 \cdot 0{,}68 + 45 \cdot 0{,}62 + 45 \cdot 0{,}56 +$$
$$= 195{,}75 м 95, \text{тенге.}$$

Индекс рентабельности, PI, представляет собой отношение суммы приведенных эффектов к величине инвестиционных затрат и рассчитывается по формуле:

$$PI = (\sum_{t=1}^{n} \frac{PV_t}{(1+r)^t}) / K_0 \qquad (7.17)$$

Если: $PI > 1$, то проект следует принять, $PI < 1$, то проект следует отвергнуть, $PI = 1$, то проект ни прибыльный, ни убыточный. Логика критерия *PI* такова: он характеризует доход на единицу затрат. В отличие от чистого приведенного эффекта индекс рентабельности является относительным пока-

зателем. PI следует считать уже по времени расчета *t*, когда NPV положительный.

$$PI = \sum_{t=1}^{n} \frac{PV/(1+r)^t}{K_0} = \frac{195,75/0,56}{191,928} = 2.$$

Так как *PI*>1, то проект следует принять. Технико – экономическое обоснование строительства подстанции 110/35/10 показало, что необходимые суммарные капиталовложения, составляющие 191,928 млн.тенге, дисконтированной стоимости, составляющей 195,75 млн.тенге окупятся за 6 лет, т.е. строительство можно считать экономически целесообразной.

Заключение

В дипломной работе на тему «Развитие электрических сетей 110 кВ Жезказганского энергоузла» был проведен анализ состояния участка существующих электрических сетей.

Обоснован рост электрических нагрузок и необходимость строительства новой подстанции «Көркем» 110/10 кВ.

Произведен расчет режимов работы существующих сетей 110 кВ рассматриваемого района с целью проверки загрузки элементов сетей, уточнения уровней напряжения на шинах подстанций и определения потерь с помощью программного комплекса RASTR.

По полученным результатам расчета напряжения в узловых точках на участке существующих сетей 110 кВ рассматриваемого участка с учетом нагрузок на 2015 г. можно сказать следующее, что уровни напряжения на подстанциях соответствуют допустимым значениям ±10% от номинальных значений. Годовые потери составили 368,9 МВт · ч.

Далее произвели выбор и обоснование вариантов развития электрической сети 110 кВ с учетом строительства ПС Көркем.

Произведен выбор марки и сечения проводов, мощности и марки трансформаторов на новую ПС Көркем. Так же, произвели ТЭС по результатам которого определили экономически целесообразный вариант подключения новой ПС.

Произвели анализ режимов работы выбранного варианта развития сети с учетом перспективного роста нагрузок.

При перспективном росте нагрузок и вводом новой подстанции напряжения так же находятся в допустимых пределах, исключение составляет режим «ПАР». Как показывают расчеты, в ПАР уровни напряжений превосходят допустимые значения на ПС Центральная, шины 6 кВ – 5,52 кВ , т.е. - 8,06% от допустимых значений ±5% регламентированными ГОСТ 13109-97 «Нормы качества электрической энергии системах электроснабжения общего назначения».

Годовые потери получились равными 1107,3 МВт · ч. Таким образом, к 2025 г. с учетом ввода ПС Көркем потери на рассматриваемом участке электрических сетей увеличатся на 738,4 МВт · ч. С целью снижения потерь на данном участке электрических сетей необходимо в перспективе применять КУ.

Список литературы

1 http://www.kegoc.kz.

2 http://www.kazenergy.com.

3 https://ru.wikipedia.org/wiki.

4 Правила устройства электроустановок.- Астана 2003. - 592 с.

5 Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций. «Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования - М.: Энергоатомиздат. 1989. - 311 с.

6 Идельчик В. И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов,– М.: Энергоатомиздат, 1989. - 592 с.

7 Справочник по проектированию электроэнергетических систем. В.В. Ершевич, А.Н. Зейлигер, Г.А. Илларионов и др.; Под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 352 с.

8 ГОСТ 13109-97. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.

9 Самсонов В.С., Вяткин М.А. Экономика предприятий энергетического комплекса: Учебник для вузов. – 2-е изд. – М.: Высшая школа, 2003

10 Долин П.А. Основы техники безопасности в электроустановках

11 Дюсебаев А.К., Абдимуратов Ж.С. Учебное пособие. Безопасность жизнедеятельности, Алматы 2010

12 «Общие требования к построению, изложению, оформлению и содержанию работ учебных», Некоммерческое акционерное общество «Алматинский институт энергетики и связи», Алматы 2014г.