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

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: Электроснабжение Панфиловского района

Специальность 5В071800 – Электроэнергетика

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

Научный руководитель доцент Гембарь Н.И.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Консультанты:

по экономической части:
к.э.н. доцент Ванцева Л.Ш.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «21» мая 2016 г.
(подпись)

по безопасности жизнедеятельности:
д.т.н. профессор Джазбаев М.К.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «01» июня 2016 г.
(подпись)

по применению вычислительной техники:
_____
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «_____»_____ 20___ г.
(подпись)

_____
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «_____»_____ 20___ г.
(подпись)

Нормоконтролер: ст. пр. Соколова Н.С.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «03» 06 2016 г.
(подпись)

Рецензент: к.т.н профессор Байсенова Г.С.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «_____»_____ 20___ г.
(подпись)

Алматы 2016 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

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

ЗАДАНИЕ
на выполнение дипломного проекта

Студент Гуламов Болат Арсенулы
(фамилия, имя, отчество)

Тема проекта Электроснабжение Панфиловского района

утверждена приказом ректора № 148 от «19» октября 2015 г.
Срок сдачи законченной работы «___» _____ 20___ г.
Исходные данные к проекту требуемые параметры результатов проектирования (исследования) и исходные данные объекта
Карта схема сети 220-110 кВ Алматинской области
Данные по нагрузкам Панфиловского района
Климатические данные в Панфиловском районе
Данные о электроснабжении объектов.

Перечень подлежащих разработке дипломного проекта вопросов или краткое содержание дипломного проекта:
1. Анализ существующих сетей
2. Анализ перспективной сети
3. Обоснование сооружения новых ВЛ и ПС
4. Технико-экономическое сравнение вариантов
5. Расчет режимов
6. Расчет токов КЗ
7. Выбор оборудования
8. Экономическая часть
9. Безопасность жизнедеятельности

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

Рекомендуемая основная литература

1 Идельчик В.И. Электрические системы и сети, 1989
2 Справочник по проектированию электроэнергетических систем. Под ред. С.С. Рокотяна и Ш.М. Шапиро
3. Справочник по проектированию электрических сетей под. ред. Д.Л. Файбисовича, 2009.
4. Правила Устройства электроустановок РК
5. Электрические сети и системы. Учебное пособие. Соколов С.Е; Сапсин В.Н; Гейбов К.А.

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
Технологическая часть	кэн. доцент. Валиева П.Ш.	01.03-24.05.16	
БЖД	дтн. Досеебаев М.К.	01.02-01.06.16	

Г Р А Ф И К
подготовки дипломного проекта

№ п/п	Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления руководителю	Примечание
1	Исходные данные по проекту	12.02.16	
2	Анализ сетей района	3.03.16	
3	Анализ перспективных нагрузок и обоснование для строительства	6.03.16	
4	Расчет режимов сети Пангодинского района	4.04.16	
5	Выбор основного оборудования ПС „Юбилейная 2"	27.04.16	
6	Экономическая часть	2.06.16	
7	Безопасность жизнедеятельности	1.06.16	

Дата выдачи задания «____»_____20___ г.

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

Руководитель _____ Гейбах И.А.
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Задание принял к исполнению
студент _____ _____
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Аннотациия

В дипломной работе на тему «Электроснабжение Панфиловского района» выполнен анализ электрических сетей района, анализ перспективных нагрузок района, на основании полученных данных сделан вывод о целесообразности и необходимости развития сетей в районе. Проведен анализ четырех вариантов электроснабжения, выбрано основное оборудование, а также произведен расчет режимов работы для принятого варианта.

В разделе «Безопасность жизнедеятельности» рассмотрены условия труда на подстанции, рассмотрены вопросы тушения пожара в трансформаторе, грозозащита и заземление.

В экономической части рассчитаны капитальные вложения, издержки и срок окупаемости.

Андатпа

«Панфилов ауданының электр жабдықтау» тақырыбы бойынша қарастырылған ауданның қәзіргі электр желісінің және келешектік жүктемелер талдау жасалған, сондықтан ауданның желісінің дамуы туралы қорытынды жасалған. Төрт нұскалардың анализ жасалған, таңдалып алынған дамыту нұсқаларын жұмысының тәртібі талдауы орындалды.

Өміртіршілік қауыпсіздігі бөйленде подстанцияда жумыстың жағдайын зерттелген, трансформаторда өрт сөндіру, найзағайдан сақтану және жерге қосу сурақтар қаратсырылған.

Экономикалық бөлімінде күрделі қаржы жұмсалымы, жыл сайынғы шығындар және ивестициялардың өтелу мерзімі есептлеген.

Annotation

In the research paper entitled "Electric power supply of Panfilov district" the analysis of electrical networks area, the analysis of the promising area of loads, on the basis of the data obtained on the feasibility and the need to develop networks in the area. The analysis of the four options for power supply, the basic equipment is selected and calculated the operating mode for the received version.

In the "Safety" are considered the working conditions at the substation, the issues of fighting a fire in a transformer, lightning protection and grounding.

In the economic part of the project capital expenditures, costs and payback period were calculated.

Содержание

Введение 8
1 Анализ существующей сети 10
1.1 Географическая характеристика района 11
1.2 Характеристика потребителей электроэнергии 11
1.3 Обоснования сооружения новых ВЛ и подстанции 12
2 Анализ перспективной схемы сети 14
2.1 Составление целесообразных вариантов конфигурации сети 16
2.2 Выбор сечения проводов 21
2.3 Выбор силовых трансформаторов 22
2.4 Выбор схемы подстанции 24
3 Технико-экономическое сравнение вариантов 27
4. Расчет режимов работы электрической сети Панфиловского района 28
4.1 Расчет параметров для расчета режимов 29
4.2 Расчет нормального режима работы сети на 2020 год 32
4.3 Расчет послеаварийного режима работы сети на 2020 год 36
4.4 Расчет нормального режима работы сети на 2025 год 40
4.5 Расчет послеаварийного режима работы на 2025 год 44
4.6 Расчет нормального режима для работы 2035 года 48
4.7 Расчет послеаварийного режима работы на 2035 год 52
5. Расчет токов короткого замыкания и выбор оборудования подстанции «Жаркент 2» 220/110/10 56
6. Выбор основного оборудования для подстанции «Жаркент 2» 59
6.1 Выбор трансформаторов собственных нужд подстанции 60
6.2 Выбор ячеек РУ – 110 кВ и РУ – 10 кВ 60
6.3 Выбор выключателей 61
6.4 Выбор разъединителей 62
6.5 Выбор ограничителей перенапряжений 62
6.6 Выбор шин 63
6.7 Выбор измерительных трансформаторов тока 65
6.8 Выбор измерительных трансформаторов напряжения 68
7 Технико-экономическое обоснование строительства и эксплуатации подстанции «Жаркент 2» 69
7.1 Цели разработки проекта 69
7.2 Анализ рынка сбыта 69
7.3 Расчет основных экономических показателей в ТЭО 70
7.4 Показатели финансово-экономической эффективности инвестиций 77
8 Безопасность жизнедеятельности 81
8.1 Анализ условий труда на подстанции 81

8.2 Перечень оборудования 81
8.3 Пожарная безопасность подстанции «Жаркент 2» 82
8.4 Расчет количества пеногенераторов и пены для тушения трансформатора 84
8.5 Выбор оптимального сечения грозозащитного троса для линии 87
8.6 Расчет молниезащиты устройства подстанции «Жаркент 2» 88
8.7 Расчет заземляющего устройства ПС «Жаркент 2» 91
Заключение 94
Перечень используемых терминов и принятых сокращений 95
Список литературы 96
Приложения 97

Введение

Республика Казахстан – государство с большими энергетическими и топливными ресурсами, в недрах Казахстана находятся огромные запасы нефти, угля, урана, что позволяет обеспечивать государство дешевой электрической энергией и экспортировать в соседние государства энергоносители и продавать электроэнергию, используя международные электрические сети.

Благодаря тесным взаимоотношениям и глубокой интеграции в энергосистемы соседних государств, создана беспрепятственная система купли-продажи электроэнергии между Казахстаном и соседними странами Россией, Кыргызстаном и Узбекистаном.

Одной из главных особенностей энергетической системы Казахстана является расположение крупных генерирующих станций не «у потребителя», а у источников топлива. Экибстузские ГРЭС построенные вблизи Экибастузского угольного бассейна снабжают электроэнергией Северный, Центральный и Южный Казахстан. Данный фактор говорит о широкой разветвленности электрических сетей.

Общая протяжённость электрических сетей общего пользования в Республике Казахстан составляет:

- сети с напряжением 1150 кВ —1,4 тыс. км
(в настоящее времяэксплуатируются на напряжении 500 кВ);
- сети с напряжением 500 кВ — более 5,5 тыс. км;
- сети с напряжением 220 кВ — более 20,2 тыс. км;
- сети с напряжением 110 кВ — около 44,5 тыс. км;
- сети с напряжением 35 кВ — более 62 тыс. км;
- сети с напряжением 6—10 кВ — около 204 тыс.

При передаче и распределении электроэнергии имеются большие потери — 21,5 %. [10]

Из-за огромных размеров страны и неравномерности распределения промышленных зон и мест проживания людей, для обеспечения всех потребителей электрической энергией, требуется постоянное развитие электрических сетей.

Промышленность – ведущая отрасль народного хозяйства Казахстана. Характерной особенностью промышленности Казахстана является полная обеспеченность ее сырьем и топливом.

Географическое положение Республики Казахстан в центре Евразийского континента предполагает значительный транспортной промышленности, в особенности в области транзитных грузоперевозок.

В данной работе рассматривается развитие сетей Алматинской области, а именно Панфиловского района, который граничит с Китаем, в связи с открытием промышленных баз и соответственным ростом нагрузок и увеличением числа потребителей. Для удовлетворения нужд региона с учетом перспективного развития и роста потребления, необходимо открытие новой

подстанции. Данную подстанцию присоединить к существующим сетям наиболее надежным и экономичным способом.

Параметры существующей сети, географическое расположение объектов, данные об источниках и потребителях уже установлены и приняты исходными данными. Необходимо изучить район, охарактеризовать новых потребителей и источники питания, определить себестоимость и целесообразность проекта, составить несколько вариантов развития сети и, исходя из требований надежности и экономичности, выбрать наиболее подходящий вариант.

Для выбранного варианта производится детальный расчет, выбираются элементы и оборудование, затем производится расчет короткого замыкания.

Актуальность данной работы обусловлена важностью электроэнергетики для инфраструктуры района.

1 Анализ существующей сети 220-110 кВ Панфиловского района

Существующая сеть Панфиловского района представлена радиальными линиями 110кВ, линиями 35кВ снабжающими населенные пункты удаленные от центра, а также распределительными линиями 10кВ.

Питание Панфиловского района осуществляется с подстанции Сарыозек и обеспечиваются двухцепной линией 110кВ. Линия соединяющая район с городом Алматы по направлению Айдарлы – Таш Карасу разомкнута в нормальном режиме.

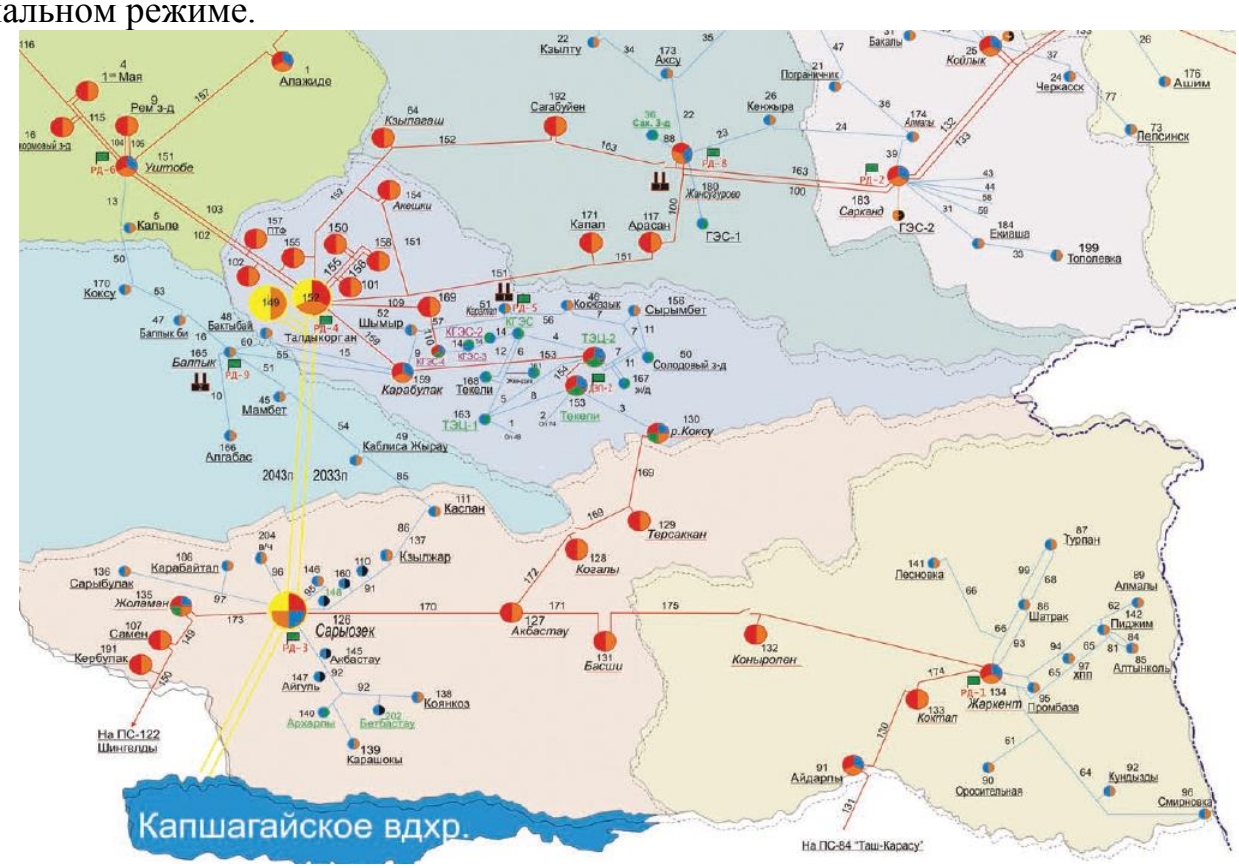


Рисунок 1.1 – Карта схема сети 220-110 кВ Алматинской области

Электроснабжением региона занимается компания АО «ТАТЭК», установленная мощность региона по состоянию на 2016 год составляет 24 МВт, а максимальная пропускная способность линии не превышает 30 МВт.

Таким образом единственным источником электрической энергии в исследуемого региона является ПС «Сарыозек». Ежегодно на линии проводятся текущие ремонтные работы и обход линии для предотвращения аварий.

Низкая пропускная способность линии «Сарыозек-Жаркент» обусловлена мощность трансформаторов на ПС «Сарыозек».

1.1 Географическая характеристика Панфиловского района

Рассматриваемый район Алматинской области находится на границе с Китайской Народной Республикой, между Зайилийским и Жунгарским Алатау, на правом берегу реки Или. На территории находится часть Национального парка «Алтын-Эмель». Северная граница региона проходит в горной зоне Жунгарского Алатау, южная по реке Или а западная по границе с Китаем.

Из-за разнообразности рельефа Панфиловского района климат довольно сильно различается. Для равнинной территории характерен резко континентальный тип климата, относительно холодная зима до −35 °C, жаркое лето до +42 °C. Осадков выпадает всего 110 мм в год. В предгорной полосе климат мягче, осадков до 500—600 мм. В горах ярко выражена вертикальная поясность; количество осадков достигает 700—1000 мм в год. Вегетационный период в предгорьях и на равнине 205—225 дней.

- Среднегодовая температура воздуха – 10,2 °C;
- Относительная влажность воздуха - 73,8 %;
- Средняя скорость ветра - 4,3 м/с;
- Среднегодовое количество осадков - 380 мм.

Территория района составляет 10,6 тыс км^2, которая разделена на 13 округов, 42 населенных пункта. Районным центром является город Жаркент, который находится в 282 километрах от города Талдыкурган.

Население Алматинской области составляет 2,2 миллиона человек (по данным на 2013 г.), из них 120 тыс. человек проживают в Панфиловском районе.

1.2 Характеристика потребителей электроэнергии Панфиловского района

В Панфиловском районе имеются потребители всех трех категорий. Обеспечение электроэнергией района тесно связано электроснабжением Алматинской области.

Алматинская область - один из самых крупных промышленных и аграрных центров Республики Казахстан. Вобасти бурными темпами развивается машиностроительная отрасль. Успешно работают Станкостроительный Завод и Алматинский Завод Тяжёлого Машиностроения, которые выпускают различные виды станков. На заводе "Алькор" (бывший "Гидромаш") налажено производство запасных частей для нефтегазового оборудования. Крупными проиводителями двигателей и запасных частей для автомобилей и сельскохозяйственных машин, оборудования для различных отраслей промышленности являются заводы "Казахстантрактор" (бывший Алматинский Завод Поршень) и "Агротех". Единственным предприятием в СНГ по выпуску опреснительных электродиализных установок является Алматинский Электромеханический Завод. В области успешно развивается

мебельная, полиграфическая, фармацевтическая и пищевая промышленность. Сельское хозяйство области специализируется на выращивании технических культур, овощей и фруктов, а также риса, табака. [8]

Алматинская область располагает практически всеми видами природных ресурсов, важнейшими из которых являются цветные металлы – свинец, цинк, медь; редкие – вольфрам, олово, молибден, бериллий; благородные – золото и серебро. Выявлены крупные месторождения энергетических бурых углей.

В области прогнозируется наличие залежей нефти особенно в Алакольском, Панфиловском и Уйгурском районах, но промышленные залежи еще не выявлены.

Достаточно хорошо изучен район Коксайского медно-молибденового месторождения. Подготовлены к промышленному освоению месторождения вольфрама Богуты, месторождения свинца и барита Туюк и свинца и цинка Кастекского рудного узла.

Наиболее распространенными видами минерального сырья на территории области являются строительные материалы, относящиеся к общераспространенному виду природных образований. Имеются крупные месторождения: облицовочного камня, среди которых преобладают граниты (месторождения Жалпактасского массива, Капал-Арасанского гранитного массива), габбро (месторождения Емегень, Айдарлинское и Жоламанское), мрамора (Екпендинское, Жамансайское), известняков (Текелийское, Алтынемельское, Коксайское) и фарфорового камня (Кулантюбинское); минеральных солей (Чуль-Адыр), запасы которых составляют: сульфата натрия - 6,1 млн. тонн, галита - 110,4 млн. тонн.[8]
Область является наиболее перспективной по минеральным водам, выявлено более 34 проявлений минеральных вод различного химического состава и температуры. Имеются 2 источника термальных вод, два артезианских бассейна: Алматинский и Жаркентский, которые сформированы мощной толщей мезозойских отложений с водоносными комплексами термальных вод (неогневой, меловой, юрской и триасовой).

В Панфиловском районе создана и развивается Специальная Экономическая Зона (СЭЗ), которая в рамках развития логистического хаба, а также зоны свободной торговли, на границе Казахстана является частью международного проекта «Западный Китай – Западная Европа», что является современным аналогом Великого Шелкового Пути.

1.3 Обоснования проектирования ВЛ 220 кВ и подстанции «Жаркент 2»

В рамках развития СЭЗ планируется постепенный ввод в эксплуатацию новых объектов с большими объемами потребления энергии, что в перспективе вызовет дефицит электроэнергии в районе.

Строительство новой подстанции поможет решить проблему нехватки электрической энергии. Перспективное потребление определено согласно

генеральному плану развития и управляющей компанией СЭЗ на 2016, 2020, 2025 и 2035 годы.

Суммарная величина расчетных электрических нагрузок потребителей СЭЗ составляет 334 МВт.

Рост нагрузок района в основном определяется нагрузками СЭЗ составляющими 88 % от прогнозируемой нагрузки района.

Таким образом, при пропускной способности существующих сетей 30 МВт электроснабжение потребителей района в полном объеме не обеспечивается, необходимо усиление сетей рассматриваемого района.

2 Анализ перспективной схемы сети Панфиловского района

Для обеспечения электроснабжения потребителей Панфиловского района следует ввести новый источник питания, которым будет выступать проектируемая подстанция 220/110/10 кВ «Жаркент-2». Данную подстанцию необходимо присоединить к существующей сети наиболее выгодным образом, обосновать выгодность и необходимость этого проекта и рассчитать основные режимы работы системы с учётом ввода новой подстанции как объекта, влияющего на существующий режим работы сети 220 кВ.

Исходными данными являются:

- конфигурация и параметры существующей сети;
- географическое расположение ранее установленных подстанций;
- географическое расположение нового жилого района;
- данные о потребителях электроэнергии;
- данные об источниках питания.

С целью составления баланса мощностей и выявления ввода новых источников электроэнергии определяются перспективные нагрузки района.

Основной метод, используемый для оценки электропотребления на перспективу - метод прямого счета, который основан на использовании укрупненных удельных норм или обобщенных показателей расхода электроэнергии и плановых или прогнозных данных по объемам производства или развития отраслей промышленности и народного хозяйства.

Таблица 2.1 – Расчетные нагрузки подстанций

Наименование	Расчетные нагрузки с учетом развития. (МВт)			
	2016	2020	2025	2035
ПС Айдарлы	0,4	0,7	1,3	1,3
ПС Коныролен	0,6	0,8	1,0	1,3
ПС Коктал	2,3	3,2	3,9	4,5
ПС Жаркент	33	23,6	30,1	38,7
ПС СЭЗ-1		71,7	94	112,8
ПС СЭЗ-2		74,0	96,4	112,7
ПС МЦПС-1		49,8	49,8	49,8
ПС МЦПС-2		58,2	58,2	58,2
ПС Акбастау	3,2	4	5,6	6,9
ПС Басши	1,2	1,8	2	2,4

Перспектива развития рассматриваемого района принята по данным АО «KEGOC», АО «АЖК», АО «ТАТЭК», ТОО «АСПМК-519».

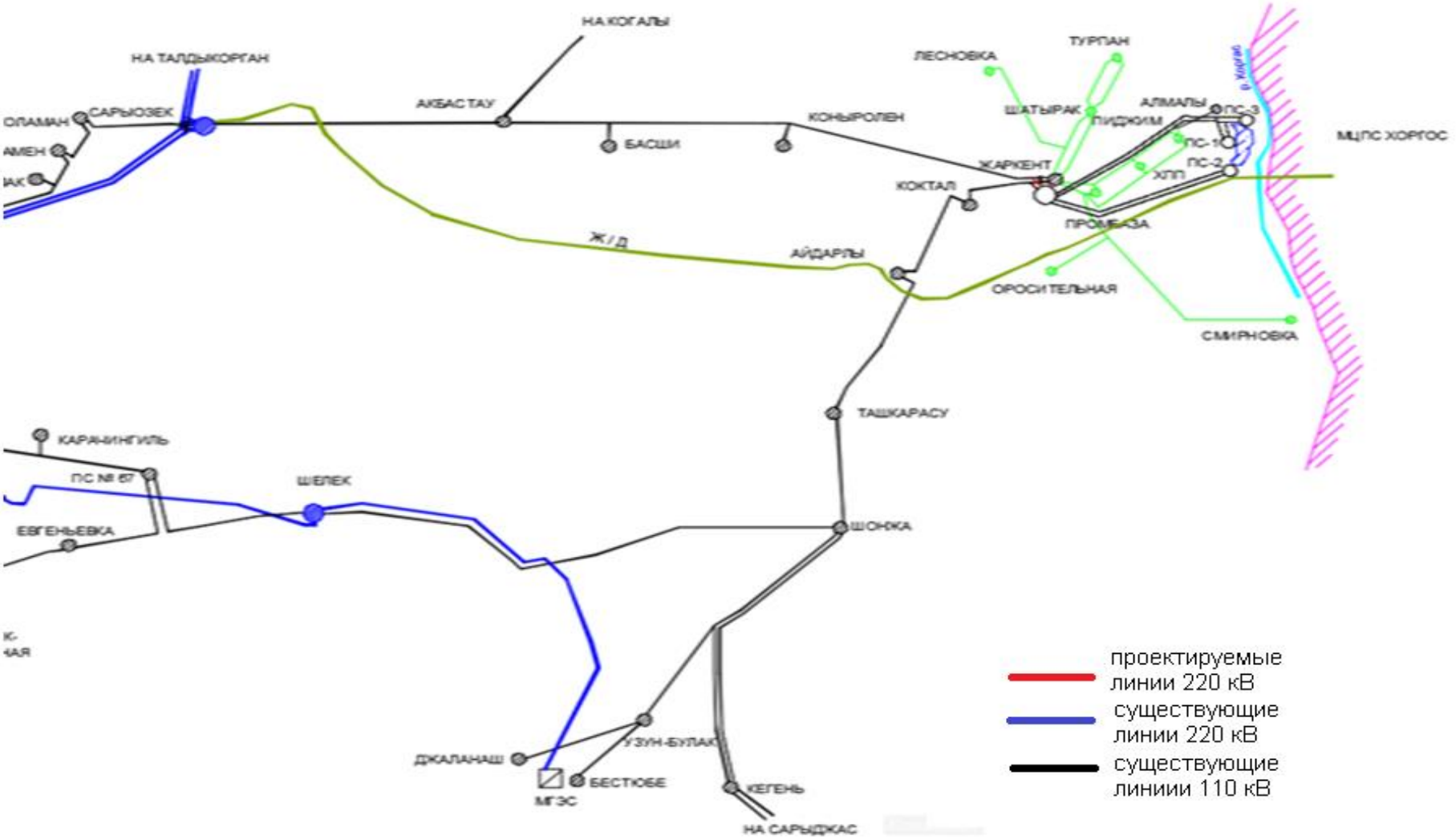


Рисунок 2.1 –Схема электроснабжения Панфиловского района

2.1 Составление целесообразных вариантов конфигурации сети

При проектировании электрических сетей важно правильно выбрать схему для планируемой сети, с учетом экономичности и надежности, а также учесть рациональность объединения сооружаемых элементов сети с действующими. В первую очередь необходимо рассматривать работоспособность существующих сетей при перспективном уровне электрических нагрузок с учетом износа линий и ПС и их возможной реконструкции.

При определении наиболее выгодного и целесообразного соединения новой подстанции составлены возможные варианты развития сети, для каждого из которых определяются параметры устанавливаемого при развитии оборудования и по экономическим критериям эффективности определяется наиболее целесообразный вариант для работы электрических сетей, для которого обосновывается рациональность к подходу использования этой системы. Для рассмотренных вариантов производится технико-экономическое сравнение, основываясь на которое и выбирается наиболее экономичный вариант развития сети. Выбранный целесообразный вариант изучается с помощью более детального расчёта и анализа экономической эффективности с помощью экономических коэффициентов и показателей.

Основным критерием при разработке вариантов развития электрической сети экономичность при одновременном выполнении требований надежности электроснабжения к системам электроснабжения для данных категорий потребителей.

Необходимость ввода новой подстанции «Жаркент-2», возникла по причине строительства Специальной Экономической Зоны.

Рассмотрены варианты присоединения ПС «Жаркент-2» к действующим электричским сетям:

Вариант 1. сооружение двух одноцепных ВЛ 220 кВ Сарыозек – Жаркент-2, протяженностью 200 км, каждая. Схема представлена на рисунке 2.2.

Вариант 2. Сооружение двух ВЛ 220 кВ Сарыозек –Жаркент 2 и Шелек – Жаркент 2, протяженностью 200 км и 175 км соответственно. Схема представлена на рисунке 2.3.

Вариант 3. Сооружение двух ВЛ 220 кВ Шелек – Жаркент 2 и МГЭС – Жаркент 2, протяженностью 175 км и 160 км соответственно. Схема представлена на рисунке 2.4.

Вариант 4. Сооружение двух ВЛ 220 кВ, Сарыозек – Жаркент 2 и МГЭС – Жаркент 2, протяженностью 200 км и 160 км соответственно. Схема представлена на рисунке 2.5.

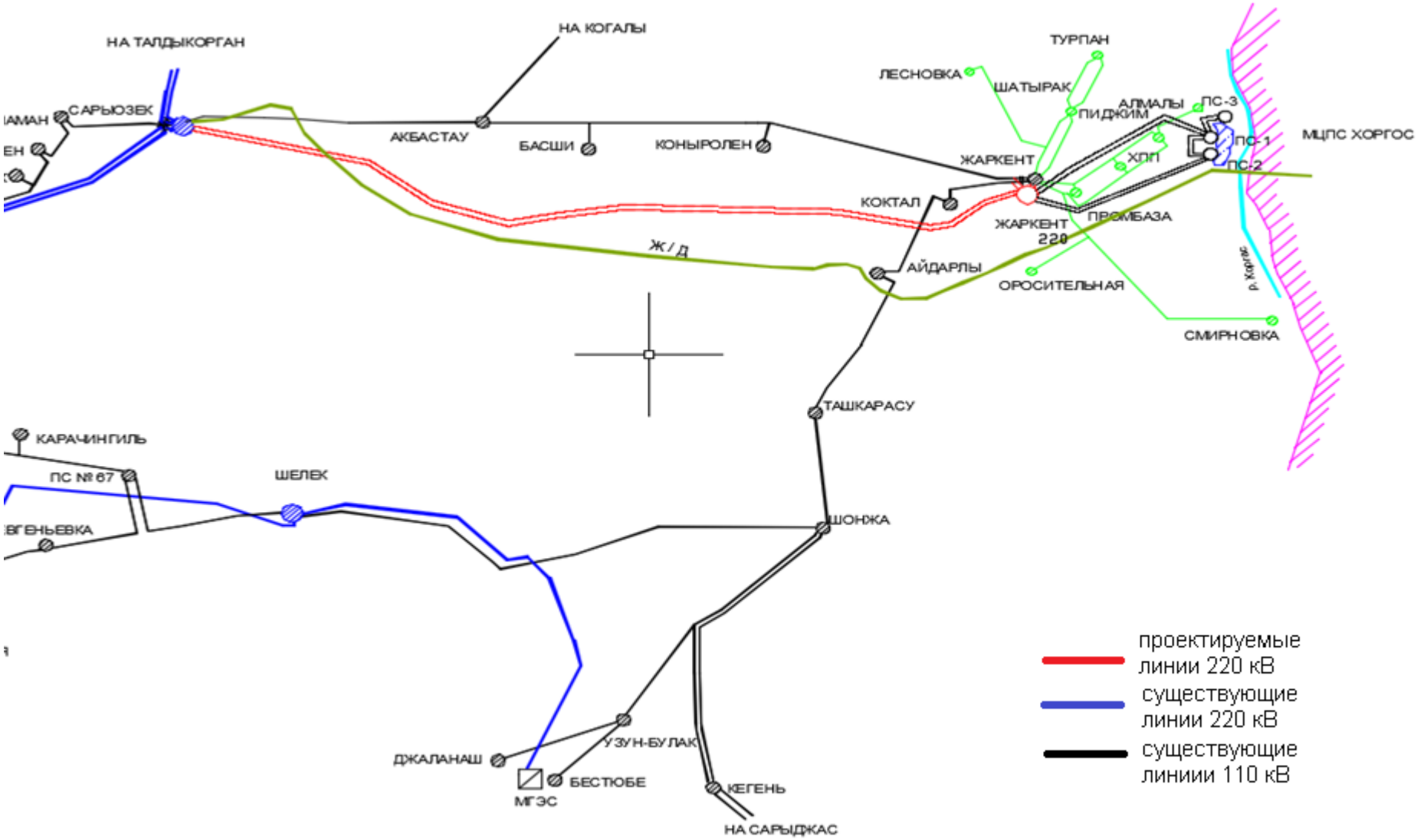


Рисунок 2.2 – Схема для первого варианта

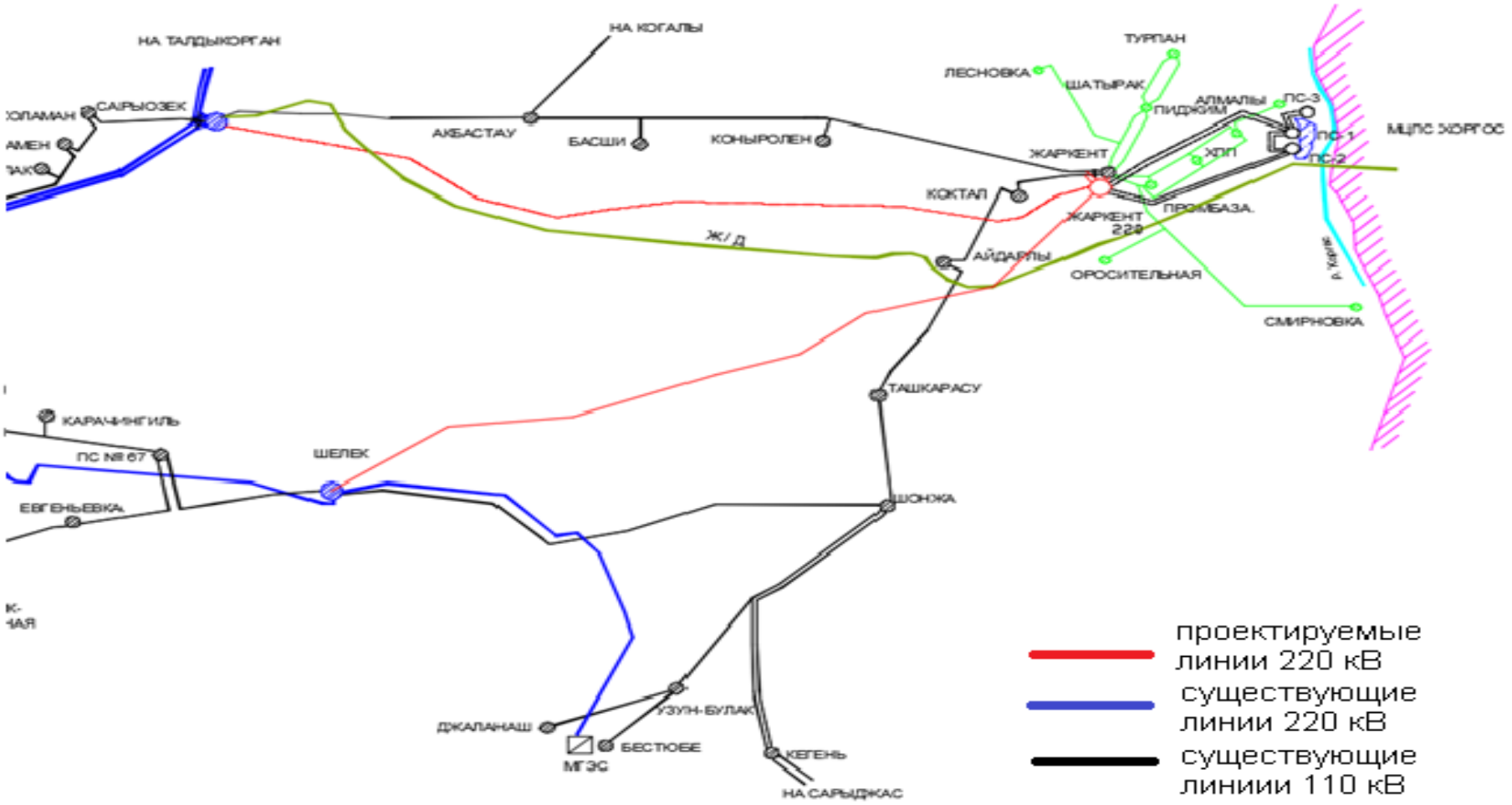


Рисунок 2.3 – Схема для второго варианта

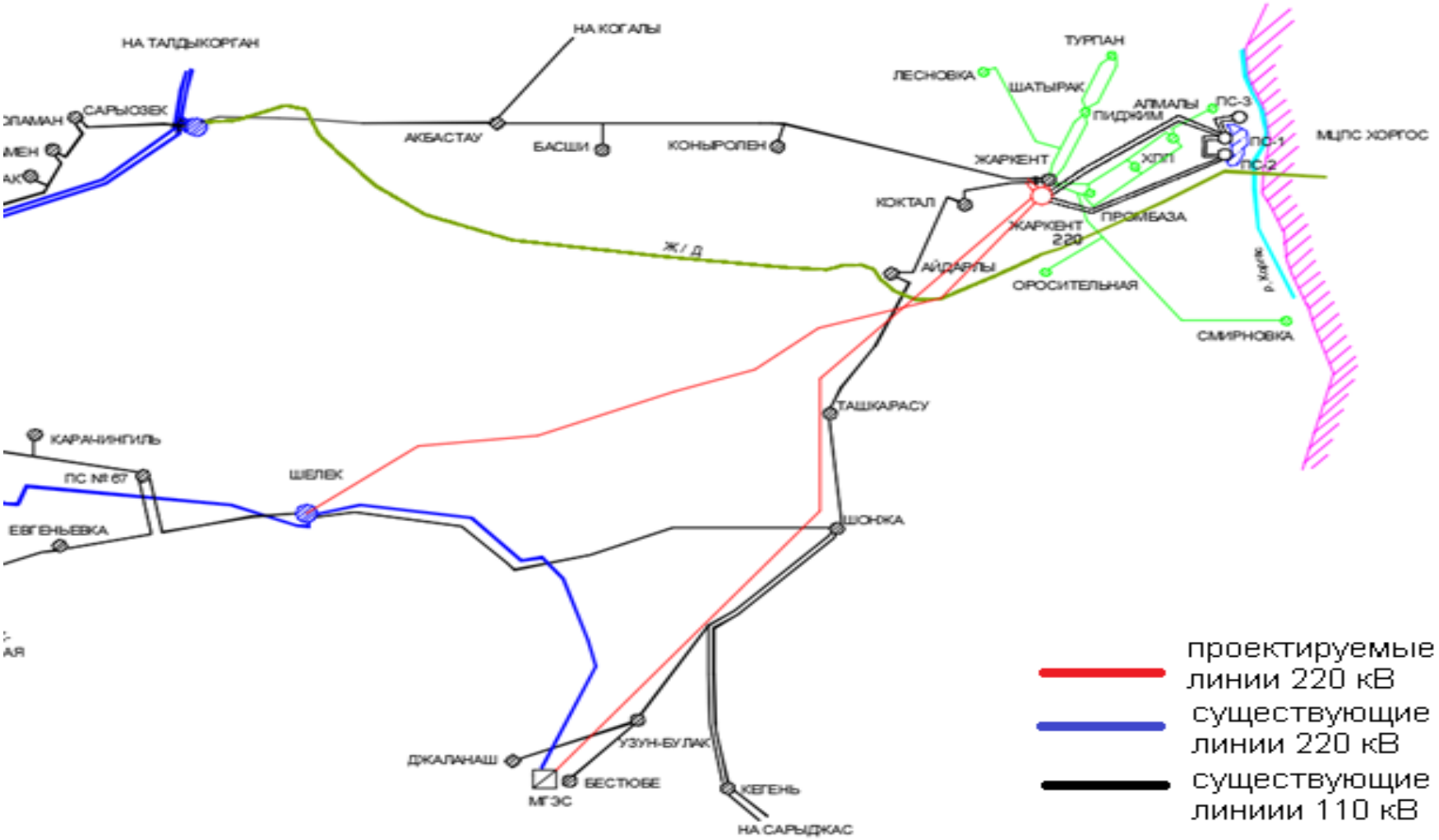


Рисунок 2.4 – Схема для третьего варианта

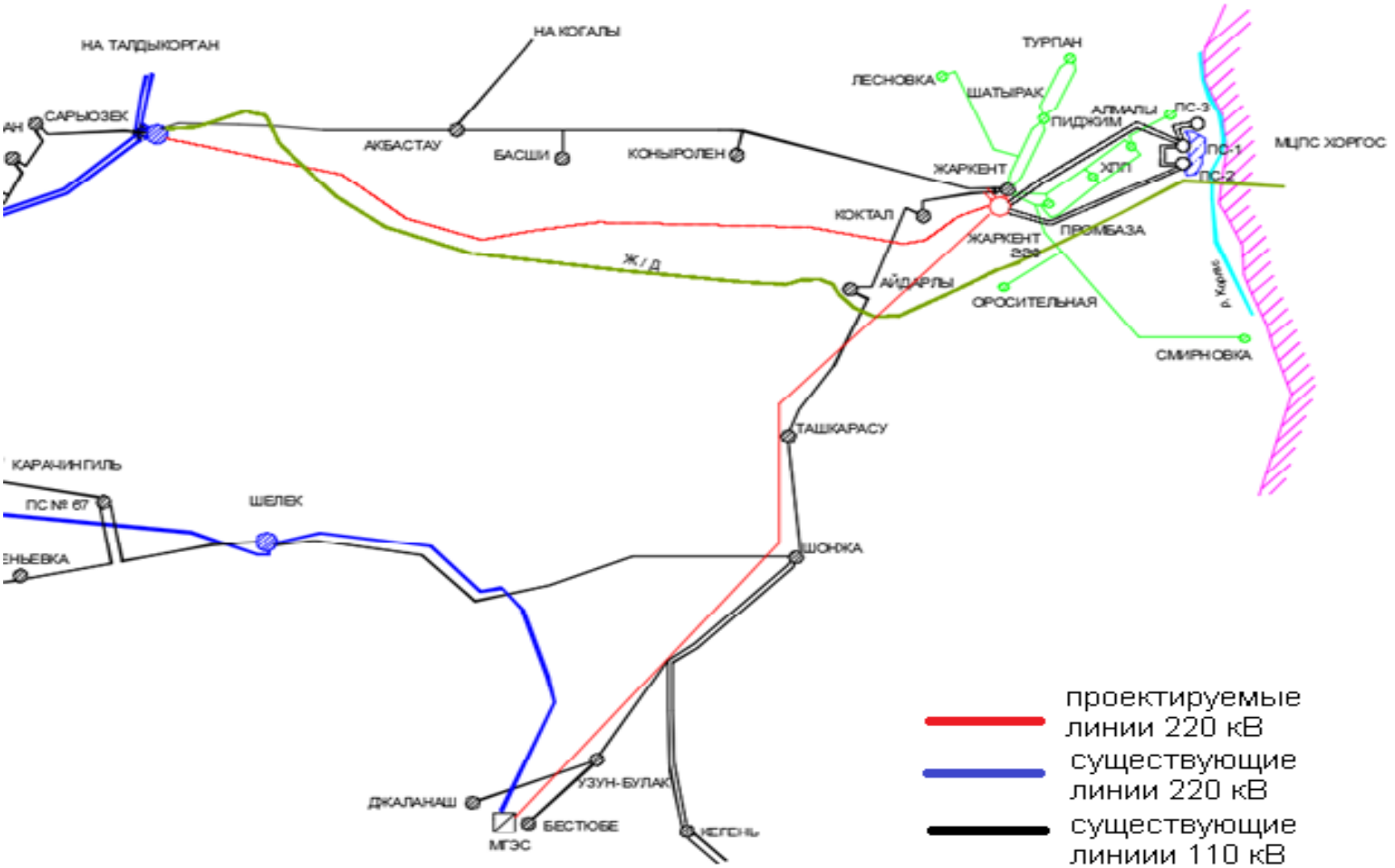


Рисунок 2.5 – Схема для четвертого варианта

2.2 Расчет и выбор сечения проводов

Сечения проводников выбирается исходя из технико-экономических соображений. Выбор сечения проводников при проектировании воздушных и кабельных линий до 500 кВ основан на показателе экономической плотности тока. За расчётные токи (I_p) принимаются значения, определяемые по формуле[1]:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (2.1)$$

где Sp – расчётная нагрузка подстанции (полная максимальная нагрузка рассматриваемой подстанции), МВА. [1]

Выбор сечения проводов напряжением 220 кВ по экономической плотности тока производится по экономически целесообразному сечению. Экономически целесообразное сечение ($F_{эк}$):

$$F_{эк} = \frac{I_p}{j_{эк}}, \quad (2.2)$$

где $j_{эк}$ – экономическая плотность тока.

Затем необходимо проверить по допустимой токовой нагрузке по нагреву, проверяется по формуле:

$$I_p \le I_{доп} \quad (2.3)$$

где $I_{доп}$ – допустимый длительный ток для проводов по ПУЭ.[1]

В соответствии с формулой (2.1) находим расчётный ток:

$$I_p = \frac{334}{2\sqrt{3} \cdot 220} = 0{,}438 \cdot 10^3 \, A.$$

Используя формулы (2.2–2.3) находится сечение проводов ВЛ 220 кВ. Число часов использования максимального перетока мощности по ВЛ составит 3000 часов. При этом экономическая плотность тока по [2] принимается $j_{эк}$ =1,3 А/мм^2.

$$F_{эк} = \frac{438}{1{,}3} = 337{,}3 \text{ мм}^2.$$

Ближайшее по данному показателю сечение для провода ВЛ 400 мм^2. С учётом всех требований и условий для проводников, выбирается провод АС – 400/51, необходимые параметры которого обозначены в таблице 2.2. Данное сечение достаточно по условиям короны.[1]

Таблица 2.2 – Параметры выбранного провода

Марка провода	Число и диаметр проволок, мм		Расчетный диаметр, мм		Сопротивление постоянному току при 20 °С, Ом/ км, не более	Строительная длина, м. не менее
	Алюминиевых	Стальных	стального сердечника	провода		
АС 400/51	54 х 3,05	7 х 3,05	9,2	27,5	0,073	2000

Длительный допустимый ток для данного провода не должен превышать 825 А.

$$438 \le 895 \text{ А}.$$

2.3 Расчет и выбор силовых трансформаторов для подстанции «Жаркент 2»

В соответствии с представленными ранее нагрузками потребителей, а также учитывая требования по надежности электроснабжения и качеству элекртической энергии, устанавливаются по два автотрансформатора напряжением 220/110/10 кВ.

Номинальная мощность трансформаторов рассчитывается по максимальной мощности потребителей, заданной в перспективных нагрузках. Для двухтрансформаторной подстанции мощность каждого из трансформаторов выбирается по [2] из следующего условия:

$$S_{ном.т} = \frac{S_p}{1,4}, \qquad (2.4)$$

где *Sном т* – номинальная мощность трансформатора, МВА;

Sp – расчётная нагрузка подстанции (полная максимальная нагрузка подстанции), МВА.

При выборе трансформатора, следует проверить выполняемость условия аварийного режима. В аварийном режиме один трансформатор должен обеспечить стабильное электроснабжение потребителей по необходимым

категориям надежности, не перегружаясь более чем на 40%. Рассчитываем необходимую мощность трансформатора:

$$S_{ном.т} = \frac{334}{1,4} = 238,$$

Это означает, что минимальная мощность одного трансформатора должна быть 238 МВА. Для двухтрансформаторных подстанций технической и экономической точки зрения рекомендуется выбирать однотипные трансформаторы. Принимаются к установке трансформаторы мощностью 250 МВА типа АТДЦТН – 250000/220/110. Регулирование напряжения производится с помощью РПН на ВН в пределах 9 на 1,78. Устройство регулирования должно обеспечивать поддержание напряжение на шинах 10 кВ подстанции в пределах не ниже 105% номинального, в период больших нагрузок 100% номинального в период наименьших нагрузок.

Также силовые трансформаторы необходимо проверить по коэффициенту их загрузки в двух режимах, а именно – в нормальном и послеаварийном. В нормальном режиме коэффициент загрузки определяется по формуле:

$$k_з = \frac{S_p}{n \cdot S_{ном.т}}, \qquad (2.5)$$

где n – количество трансформаторов.

Следовательно, коэффициент загрузки в нормальном режиме по (2.5):

$$k_з = \frac{334}{2 \cdot 250} = 0,668$$

Загрузка трансформаторов в нормальном режиме состовляет 66% от номинальной, что допускается по [1].

В послеаварийном режиме коэффициент загрузки определяется по формуле:

$$k_{з.ав} = \frac{S_p}{(n\text{-}1) \cdot S_{ном.т}} \qquad (2.6)$$

По (2.6) коэффициент загрузки в послеаварийном режиме:

$$k_{з.ав} = \frac{334}{(2-1) \cdot 250} = 1,33.$$

Этот коэффициент показывает, что при отключении одного из двух трансформаторов, оставшийся в работе покрывает 100 % нагрузки, при этом его загрузка возрастает до 133% от номинальной. Максимально перегрузка трансформаторов не должна превышать 40%. То есть такая перегрузка допустима для трансформаторов в течение 6 часов в сутки сроком не более чем на 5 суток [1]. Считается, что данного времени будет достаточно для ликвидации аварии, осуществления ремонта или замены поврежденного элемента. Окончательно выбираем к установке силовые трансформаторы типа АТДЦТН – 250000/220/110 напряжением 220/110 кВ. Параметры трансформатора приведены в таблице 2.2

Таблица 2.2 – Основные параметры выбранного трансформатора

Параметр трансформатора	Значение параметра
Тип трансформатора	АТДЦТН – 250000/220/110
Номинальная мощность трансформаторов $S_{ном}$, МВА	250
Номинальное напряжение обмотки высокого напряжения Uв.н, кВ	230
Номинальное напряжение обмотки среднего напряжения Uв.н, кВ	121
Номинальное напряжение обмотки низкого напряжения Uн.н, кВ	10,5
Потери холостого хода ΔPх, кВт	145
Потери короткого замыкания ΔPк, кВт	520
Напряжение короткого замыкания Uк, %	10,5
Ток холостого хода I_0 , %	0.5

2.4 Обоснование и выбор схемы подстанции «Жаркент 2»

Выбор схемы является важной частью при проектировании электрической подстанции, так как он определяет полный состав элементов и связей между ними. Выбранная схема является исходной при составлении принципиальных схем электрических соединений, схем собственных нужд, схем вторичных соединений, монтажных схем и т. д.[11]

При выборе схем подстанций следует учитывать следующие факторы:

Подстанции могут использоваться для питания крупных промышленных потребителей или крупного района, для связи частей энергосистемы или различных энергосистем. Роль подстанций определяет ее схему.

Положение электростанции или подстанции в энергосистеме, схемы и напряжения прилегающих сетей. Шины высшего напряжения электростанций и подстанций могут быть узловыми точками энергосистемы, осуществляя структурную связь между несколькими электростанциями. В этом случае

через шины происходит переток мощности из одной части электросистемы в другую — транзит мощности. При выборе схем таких электроустановок в первую очередь учитывается необходимость сохранения транзита мощности.[11]

Подстанции могут быть тупиковыми, проходными, отпаечными; схемы таких подстанций будут различными даже при одном и том же числе трансформаторов одинаковой мощности.

Категория потребителей по степени надежности электроснабжения. Все потребители с точки зрения надежности электроснабжения разделяются на три категории.

Перспектива расширения и промежуточные этапы развития электростанции, подстанции и прилегающего участка сети. Схема и компоновка распределительного устройства должны выбираться с учетом возможного увеличения количества присоединений при развитии энергосистемы. Поскольку строительство крупных электростанций ведется очередями, то при выборе схемы электроустановки учитывается количество агрегатов и линий, вводимых в первую, вторую, третью очередь и при окончательном развитии ее.

Для выбора схемы подстанции необходимо брать во внимание количество линий высшего и среднего напряжения, степень их ответственности, а поэтому на различных этапах развития энергосистемы схема подстанции может быть разной.

Поэтапное развитие схемы распределительного устройства электростанции или подстанции не должно сопровождаться коренными переделками. Это возможно лишь в том случае, когда при выборе схемы учитываются перспективы ее развития.

При выборе схем электроустановок учитывается допустимый уровень токов короткого замыкания. При необходимости решаются вопросы секционирования сетей, деления электроустановки на независимо работающие части, установки специальных токоограничивающих устройств.

Из сложного комплекса предъявляемых условий, влияющих на выбор главной схемы электроустановки, можно выделить основные требования к схемам: надежность электроснабжения потребителей; приспособленность к проведению ремонтных работ; оперативная гибкость электрической схемы; экономическая целесообразность.

Надежность - способность оборудования, участка электрической сети или энергосистемы в целом обеспечить бесперебойное электроснабжение потребителей электроэнергией нормированного качества. Нарушение работы оборудования в любой части схемы по возможности не должно нарушать электроснабжение, выдачу электроэнергии в энергосистему, транзит мощности через шины. Надежность схемы должна соответствовать характеру (категории) потребителей, получающих питание от данной электроустановки.
Надежность можно оценить частотой и продолжительностью нарушения электроснабжения потребителей и относительной величиной аварийного

резерва, который необходим для обеспечения заданного уровня безаварийной работы энергосистемы и ее отдельных узлов.[11]

Экономическая целесообразность схемы оценивается приведенными затратами, включающими в себя затраты на сооружение установки - капиталовложения, ее эксплуатацию и возможный ущерб от нарушения электроснабжения.[11]

Схема внешнего подключения подстанции выбирается, исходя из условий по [1] 220-4Н

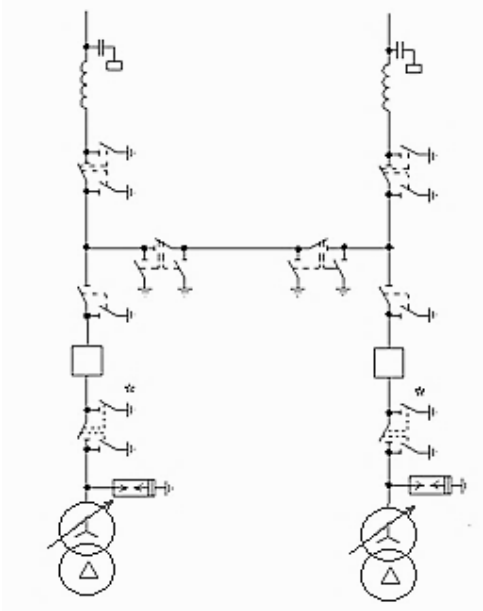


Рисунок 2.6 – Изображение подключения ПС «Жаркент 2» к сети Панфиловского района

Электрическая схема подстанции «Жаркент 2» представлена в прилажении А1.

3 Технико-экономическое сравнение вариантов

Исходя из условий вариантов то дополнительное оборудование для всех выше перечисленных вариантов будет одинаковым, следовательно технико-экономическое сравнение вариантов проводим исходя из длины линий и возможности строительства ЛЭП.

Таблица 3.1 технико-экономическое сравнение вариантов.

№	Описание	Длина	Примечание
1	Две одноцепных линии Сарыозек – жаркент2, провод АС-400	400	
3	двух одноцепных ВЛ 220 кВ Шелек – Жаркент-2 провод АС-400	350	Строительство линии не может быть реализовано по причине прохождения трассы по территории национального парка
4	Две одноцепных ВЛ 220 кВ МГЭС – Жаркент-2 проводом АС-400	320	Мойнакская ГЭС – источник регулировочной мощности Южной зоны Казахстана и не предназначена для работы в базовом режиме
5	одноцепной ВЛ 220 кВ Шелек – Жаркент-2 проводом АС-400, пр175 км ВЛ 220кВ МГЭС – Жаркент 2 160 км;	335	Исключен двумя предыдущими вариантами.

В результате технико-экономического сравнения вариантов делается вывод, что целесообразней, экономичней и экологичней вариант 1. Несмотря на наибольшую протяженность линий, этот вариант единственный может быть допущен к расчету исходя из возможности реализации данного проекта.

4. Расчет режимов работы электрической сети Панфиловского Района.

Расчет режимов для электрической сети производится в целях определения:

- соответствия пропускной способности электрической сети ожидаемым мощностям;
- загрузки элементов электрической сети;
- уровня напряжений в элементах сети (узлах), и мероприятий, которые обеспечивают поддержание напряжения в допустимых по требованиям к качеству электроэнергии пределах;
- потерь электроэнергии и мощности для обеспечения экономичности работы.

Существуют различия между расчетными длительными потоками мощности по сети, функционирование которых осуществляется в нормальном режиме работы данной энергосистемы, и расчетными нерегулярными потоками, которые определяются случайными отклонениями от нормальных режимов.

Расчетные регулярные потоки мощности определяются определенным характером изменений потребления и выработки электроэнергии и имеют достаточно большую длительность (1000 ч и более), так как связаны с передачей электроэнергии. Но данный характер изменения потоков мощности является непостоянным и зависит от трех основных факторов:

- графиков загрузки отдельных узлов;
- режимов работы генерирующих источников;
-условия обмена мощностью рассматриваемой системы с другими системами.

Включая в себя три величины, определяющиеся данными факторами, сложная функция определяет потоки активной мощности по сетям энергосистемы. Но допускается выделение участков, для которых определяющим является один фактор.

Для выявления максимальных значений нерегулярных потоков мощности необходимо в первую очередь рассмотреть послеаварийные режимы, возникающие при отключении наиболее загруженных линий, трансформаторов и автотрансформаторов.

Для проектирования задаёмся нагрузками в питающей сети по Таблице 2.1. Так же как и перспективные нагрузки, это является исходными данными. Проектируемая подстанция «Жаркент 2» имеет только перспективные нагрузки.

Дальнейшие расчеты произведены для перспективных нагрузок. Принципиальная схема подключения подстанции «Жаркент 2» обозначена на рисунке 4.1.

4.1 Расчет параметров для расчета режимов.

Для нахождения параметров сети требуется длины расчетных линий, марка провода, которым выполнена та или иная линия, а также параметры трансформаторов и информация по нагрузкам. Вся эта информация является исходными данными, за исключение проектируемых объектов.

Исходные данные по линиям электропередач сведены в таблицу 4.1.

Таблица 4.1 Исходные данные для линий электропередач

Название линии	Марка провода	Активное сопротивление, r_0, Ом/км	Реактивное сопротивление, x_o, Ом/км	Емкостная проводимость, b_o,10^{-6} См/км
Сарыозек – Жаркент 2	АС 400/51	0,075	0,42	0,027
Жаркент 2 – МЦПС 1	АС 150/24	0,19	0,4	0,02
Жаркент 2 – МЦПС 2	АС 150/24	0,19	0,4	0,02
Жаркент 2 – СЭЗ 1	АС 150/24	0,19	0,4	0,02
Жаркент 2 – СЭЗ 2	АС 150/24	0,19	0,4	0,02
Жаркент – Коктал	АС 120/19	0,25	0,42	0,0266
Коктал – Айдарлы	АС 120/19	0,25	0,42	0,0266
Жаркент – Коныролен	АС 120/19	0,25	0,42	0,0266
Коныролен – Басши	АС 120/19	0,25	0,42	0,0266
Басши – Акбастау	АС 120/19	0,25	0,42	0,0266
Акбастау – Сарыозек	АС 120/19	0,25	0,42	0,0266

Расчет параметров схемы замещения, представленной в приложении А2, проводится по следующим формулам:

$$R = r_0 \cdot l$$
$$X = x_0 \cdot l \qquad (4.1)$$
$$B = b_0 \cdot l \text{ -}$$

Тогда по формулам (4.1) рассчитываются данные для расчета режимов для каждой линии.

Таблица 4.2 – Исходные данные для линий электропередач

Название линии	Длина провода	Активное сопротивление, R, Ом	Реактивное сопротивление, X, Ом	Емкостная проводимость, $b,10^{-6}$ См
Сарыозек – Жаркент 2	200	15	84	540
Жаркент 2 – МЦПС 1	40	7,6	16	80
Жаркент 2 – МЦПС 2	40	7,6	16	80
Жаркент 2 – СЭЗ 1	30	5,7	12	60
Жаркент 2 – СЭЗ 2	30	5,7	12	60
Жаркент – Коктал	19,1	4,775	8,022	50,8
Коктал – Айдарлы	30	7,5	12,6	79,8
Жаркент – Коныролен	82,1	20,525	34,482	218
Коныролен – Басши	40	10	16,8	106
Басши – Акбастау	22,4	5,6	9,408	60
Акбастау – Сарыозек	38,4	9,6	16,128	102,1

Исходные параметры для трансформаторов это активное и реактивное сопротивление, получаем данные по [2].

Таблица 4.3 – Исходные данные для трансформаторов

Марка трансформатора	количество	R-активное сопротивление, Ом			X-индуктивное сопротивление, Ом		
АТДТГН-32000/220/110/10	2	5,9			180		
АТДЦТН – 250000/220/110	2	ВН	СН	НН	ВН	СН	НН
		0,2	0,2	0,4	25,5		45,1

Для расчета режимов проектируемой сети используется программа «RastrWin». Данная программа создана в целях упрощения и автоматизации решений по расчету, анализу и оптимизации различных режимов электроэнергетических систем.

В программе «RastrWin» автоматически производится расчет установившихся режимов электрических сетей любого размера и сложности, на всех возможных напряжениях. Расчет установившихся режимов также возможен с учетом частоты.

Возможно проведение контроля исходной информации на логическую и физическую совместимость. Для подготовки, коррекции и отображения расчетной схемы используется табличный процессор, где вся информация структурирована по типу (Узлы, Ветви, Генераторы и т.д.).

Ввод схемы рекомендуется начать с данных по узлам. Минимально необходимой информацией для каждого узла является его номер и номинальное напряжение. Для узлов нагрузки требуется дополнительно ввести активную и реактивную мощность потребления. Для узлов с генераторами или компенсаторами необходимо дополнительно задать пределы изменения реактивной мощности (Q_min, Q_max), в графе V_зд для этих узлов указать заданный (фиксированный) модуль напряжения, который будет выдержан, если позволят пределы регулирования реактивной мощности. Один из узлов должен быть назначен базисным (балансирующим), для чего в меню Тип этого узла надо выбрать строку База. Остальные типы узлов (Нагрузка, Генератор) и ветвей (ЛЭП, трансформатор) выбираются программой автоматически при расчете режима.

При вводе данных по ветвям (пункт меню - Ветви) задаются номера узлов, ограничивающих ветвь. Разделение ветвей на ЛЭП и трансформаторы осуществляется программой по значению, проставленному в поле К_т/r (коэффициент трансформации): для ЛЭП это поле пустое или ноль, для трансформаторов - заполнено значением

Полное описание исходных данных и расчетных величин, относящихся к ветви, приведено в разделе Ветви.

Для большинства трансформаторов коэффициент трансформации совпадает с его вещественной частью (при отсутствии поперечного регулирования).

Программа проверяет корректность числовой информации. Она не позволяет ввести в числовое поле букву или задать неправильный формат числа.

Контроль исходной информации необходим для проверки допустимости и осмысленности введенных данных. Он выполняется программой автоматически перед расчетом.

Далее представлен расчет режимов с перспективой до 2035 года.

4.2 Расчет нормального режима работы сети на 2020 год.

	О	S	Тип	Номер	Название	U_ном	_сх	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	U_min	U_max	B_ш	V	Delta	айон.
1			База	1	Сары озек	235					326.6	-12.9	235	-1000	1000				235		
2			Нагр	9	МЦПС 2	110			58.2	16.7									109.11	-20.06	
3			Ген	2	жаркент 2 220	220						173.1	230	-1000	1000				230	-12.29	
4			Нагр	11	Жаркент	110			23.6	9.4									110.99	-16.05	
5			Нагр	4	жаркент 2 110	110													111.13	-16.05	
6			Нагр	6	СЭЗ 1	110			71.7	30.4									109.49	-19.49	
7			Нагр	7	СЭЗ 2	110			74	30.4									109.33	-19.63	
8			Нагр	8	МЦПС 1	110			49.8	16.7									109.85	-19.37	
9			Нагр	12	Коктал	110			3.2	1.2									110.8	-16.19	
10			Нагр	13	Айдарлы	110			0.7	0.4									110.76	-16.24	
11			Нагр	14	Коныролен	110			0.8	0.3									114.12	-11.14	
12			Нагр	15	Сары Озек 110	110													119.19	-4.83	
13			Нагр	16	Басши	110			1.2	0.1									115.85	-8.78	
14			Нагр	17	Акбастау	110			3.2	0.8									116.86	-7.36	
15			Нагр	18	Сарыозек нагруз	121			15	7									119.06	-4.8	

Рисунок 4.1 – Узлы для режима работы 2020 года

	О	S	Тип	N_нач	N_кон	N_г	руг	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач
1			ЛЭП	1	2			Сары озек - жаркент 2 220	15	84	-540		-138	11
2			ЛЭП	1	2			Сары озек - жаркент 2 220	15	84	-540		-138	11
3			Тр-р	2	4			жаркент 2 220 - жаркент 2 110	0.4	25.5		0.501	-133	-76
4			Тр-р	2	4			жаркент 2 220 - жаркент 2 110	0.4	25.5		0.501	-133	-76
5			ЛЭП	11	12			Жаркент - Коктал	4.7	8	-50		-4	-0
6			ЛЭП	12	13			Коктал - Айдарлы	7.47	12.69	-79		-1	1
7			ЛЭП	11	14			Жаркент - Коныролен	20	34	-218		28	-6
8			ЛЭП	14	16			Коныролен - Басши	10	16	-106		30	-6
9			ЛЭП	4	6			жаркент 2 110 - СЭЗ 1	5.7	12	-60		-75	-36
10			ЛЭП	4	7			жаркент 2 110 - СЭЗ 2	5.7	12	-60		-77	-37
11			ЛЭП	4	9			жаркент 2 110 - МЦПС 2	7.6	16	-80		-61	-21
12			ЛЭП	4	8			жаркент 2 110 - МЦПС 1	7.6	16	-80		-52	-20
13			ЛЭП	4	11			жаркент 2 110 - Жаркент		1			0	-15
14			Тр-р	1	15			Сары озек - Сары Озек 110	5.9	180		0.514	-26	-4
15			Тр-р	1	15			Сары озек - Сары Озек 110	5.9	180		0.514	-26	-4
16			ЛЭП	16	17			Басши - Акбастау	5.6	9.4	-60		32	-6
17			ЛЭП	17	15			Акбастау - Сары Озек 110	9.6	16.12	102.1		35	-6
18			ЛЭП	15	18			Сары Озек 110 - Сарыозек нагрузка	1		1		-15	-7

Рисунок 4.2 – Ветви для режима работы 2020 года

	D	S	Номер	Название	V	Delta	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	Q_ш
	D	S	Ny	Название	V_2	dDelta	P_л	Q_л	dP	dQ	I_л	P_ш	Q_ш	
1			1	Сары озек	235				326.6	-12.9	235	-1000	1000	
2			2	жаркент 2 220	230	-12.3	-138	11	5.15	28.86	339		-29.19	
3			2	жаркент 2 220	230	-12.3	-138	11	5.15	28.86	339		-29.19	
4			15	Сары Озек 110	119.2	-4.8	-26	-4	0.07	2.2	64			
5			15	Сары Озек 110	119.2	-4.8	-26	-4	0.07	2.2	64			
6			9	МЦПС 2	109.11	-20.06	58.2	16.7						
7			4	жаркент 2 110	111.1	4	48	-10	1.53	3.22	259	-0	-0.97	
8			2	жаркент 2 220	230	-12.29				173.1	230	-1000	1000	
9			1	Сары озек	235	12.3	133	-10	5.15	28.86	334		-29.19	
10			1	Сары озек	235	12.3	133	-10	5.15	28.86	334		-29.19	
11			4	жаркент 2 110	111.1	-3.8	-133	-76	0.18	11.26	384			
12			4	жаркент 2 110	111.1	-3.8	-133	-76	0.18	11.26	384			
13			11	Жаркент	110.99	-16.05	23.6	9.4						
14			12	Коктал	110.8	-0.1	-4	-0	0.01	0.01	20		-0.61	
15			14	Коныролен	114.1	4.9	28	-6	1.32	2.25	147		-2.76	
16			4	жаркент 2 110	111.1	-0	-0	15		0.02	80			
17			4	жаркент 2 110	111.13	-16.05								
18			2	жаркент 2 220	230	3.8	132	65	0.18	11.26	766			
19			2	жаркент 2 220	230	3.8	132	65	0.18	11.26	766			
20			6	СЭЗ 1	109.5	-3.4	-56	10	1.5	3.15	296	0	-0.73	
21			7	СЭЗ 2	109.3	-3.6	-59	10	1.63	3.44	309	0	-0.73	
22			9	МЦПС 2	109.1	-4	-49	8	1.53	3.22	260	-0	-0.97	
23			8	МЦПС 1	109.8	-3.3	-40	9	1.03	2.16	213		-0.98	
24			11	Жаркент	111	0	0	-15		0.02	80			
25			6	СЭЗ 1	109.49	-19.49	71.7	30.4						
26			4	жаркент 2 110	111.1	3.4	55	-12	1.5	3.15	296	0	-0.73	
27			7	СЭЗ 2	109.33	-19.63	74	30.4						
28			4	жаркент 2 110	111.1	3.6	57	-12	1.63	3.44	309	0	-0.73	
29			8	МЦПС 1	109.85	-19.37	49.8	16.7						
30			4	жаркент 2 110	111.1	3.3	39	-10	1.03	2.16	212		-0.98	
31			12	Коктал	110.8	-16.19	3.2	1.2						
32			11	Жаркент	111	0.1	4	1	0.01	0.01	21		-0.61	
33			13	Айдарлы	110.8	-0	-1	1	0	0	5	0	-0.97	
34			13	Айдарлы	110.76	-16.24	0.7	0.4						
35			12	Коктал	110.8	0	1	0	0	0	4	0	-0.97	

Рисунок 4.3 – Узлы+ветви для режима работы 2020 года

Продолжение рисунка 4.3

	D	S	Номер	Название	V	Delta	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	Q_ш
	D	S	Ny	Название	V_2	dDelta	P_л	Q_л	dP	dQ	I_л	P_ш	Q_ш	
36			14	Коныролен	114.12	-11.14	0.8	0.3						
37			11	Жаркент	111	-4.9	-29	7	1.32	2.25	150		-2.76	
38			16	Басши	115.8	2.4	30	-6	0.71	1.14	153		-1.4	
39			15	Сары Озек 110	119.19	-4.83								
40			1	Сары озек	235	4.8	26	2	0.07	2.2	124			
41			1	Сары озек	235	4.8	26	2	0.07	2.2	124			
42			17	Акбастау	116.9	-2.5	-36	3	0.89	1.5	176	0	1.42	
43			18	Сарыозек нагруз	121	0	216	-7	3.29		1048		0.01	
44			16	Басши	115.85	-8.78	1.2	0.1						
45			14	Коныролен	114.1	-2.4	-30	6	0.71	1.14	155		-1.4	
46			17	Акбастау	116.9	1.4	32	-6	0.44	0.73	161		-0.81	
47			17	Акбастау	116.86	-7.36	3.2	0.8						
48			16	Басши	115.8	-1.4	-32	6	0.44	0.73	161		-0.81	
49			15	Сары Озек 110	119.2	2.5	35	-6	0.89	1.5	176	0	1.42	
50			18	Сарыозек нагруз	121	-4.8	15	7						
51			15	Сары Озек 110	119.2	-0	-219	7	3.29		1048		0.01	

По результатам расчета режима работы сети с перспективой на 2020 год, делается вывод о правильном выборе основного оборудования для подстанции «Жаркент 2», а также выполнения соответствия прогнозируемых нагрузок с пропускной способностью проектируемой линии.

Для более наглядной демонстрации представляется графика перетоков мощности, которая дает графическое пояснение выполенным на расчетам.

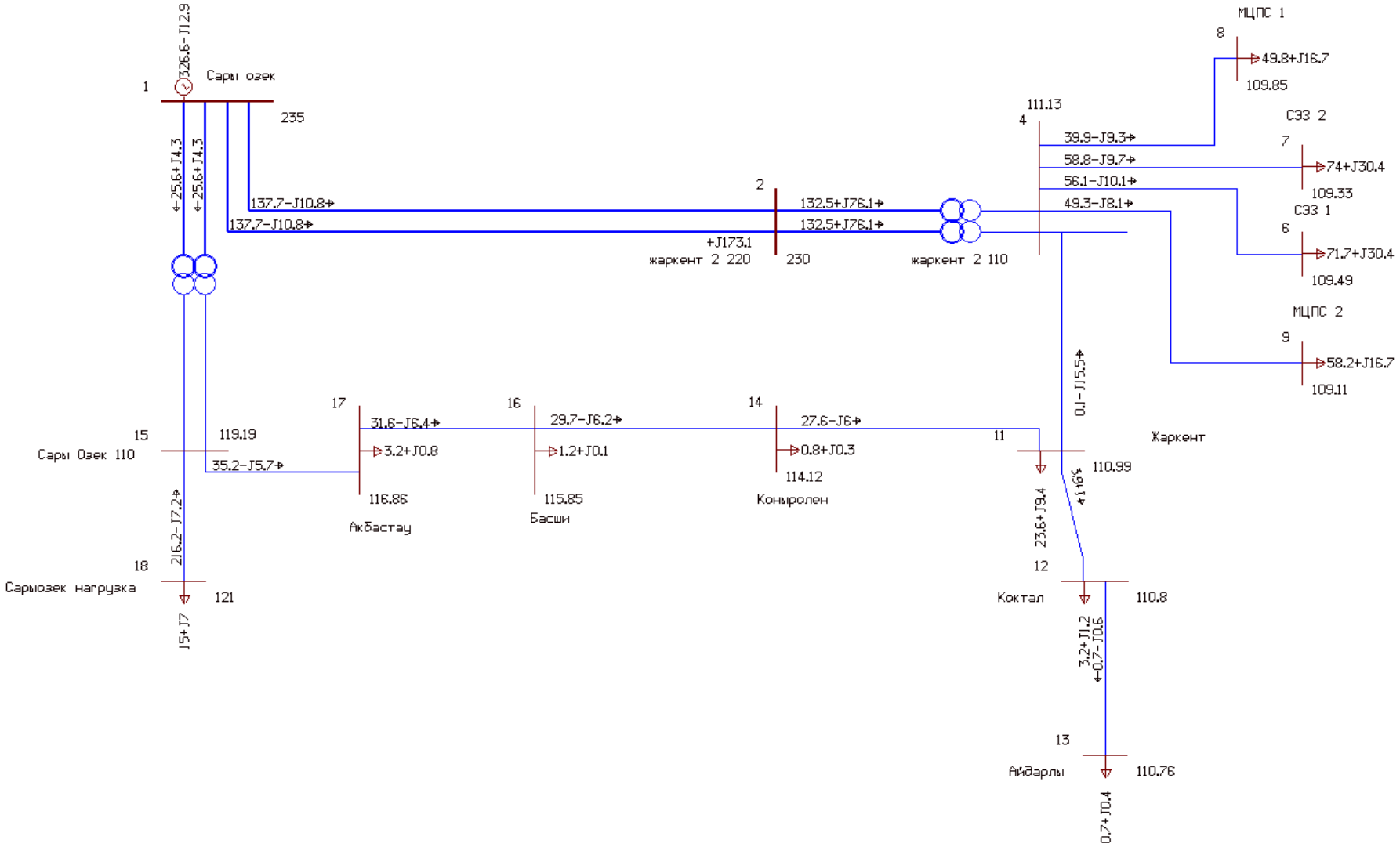


Рисунок 4.4 – Перетоки мощности для режима работы 2020 года

4.3 Расчет послеаварийного режима работы сети на 2020 год

Послеаварийный режим работы энергетической системы – это режим, в котором энсистема находится после аварии до установления нормального или вынужденного режима. Послеаварийный режим отличается от нормального сниженными требованиями к параметрам режима, по сравнению с требованиями к нормальному режиму.

После аварии в энергетической системе, как правило, нарушается баланс мощности и наступает послеаварийный режим. Этот режим характеризуется понижением частоты и напряжения, т. е. снижением качества энергии и значительным возрастанием нагрузок и токов в отдельных элементах системы энергоснабжения и снижением запаса устойчивости ,включением резервных источников и.т. д.

	О	S	Тип	Номер	Название	U_ном	_сх	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	U_min	U_max	B_ш	V	Delta
1			База	1	Сары озек	235					343.1	16.5	235	-1000	1000				235	
2			Нагр	9	МЦПС 2	110			58.2	16.7									103.6	-31.74
3			Ген	2	жаркент 2 220	220						241	230	-1000	1000				230	-24.17
4			Нагр	11	Жаркент	110			23.6	9.4									110.37	-27.62
5			Нагр	4	жаркент 2 110	110													110.66	-27.7
6			Нагр	6	СЭЗ 1	110			71.7	30.4									102.98	-31.17
7			Нагр	7	СЭЗ 2	110			74	30.4									102.83	-31.31
8			Нагр	8	МЦПС 1	110			49.8	16.7									104.35	-31.04
9			Нагр	12	Коктал	110			3.2	1.2									110.18	-27.76
10			Нагр	13	Айдарлы	110			0.7	0.4									110.14	-27.81
11			Нагр	14	Коныролен	110			0.8	0.3									112.59	-18.36
12			Нагр	15	Сары Озек 110	110													119.5	-7.12
13			Нагр	16	Басши	110			1.2	0.1									114.73	-14
14			Нагр	17	Акбастау	110			3.2	0.8									116.14	-11.47
15			Нагр	18	Сарыозек нагруз	121			15	7									119.38	-7.09

Рисунок 4.5 – Узлы для послеаварийного режима работы 2020 года.

	О	S	Тип	N_нач	N_кон	N_г	руг	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	Na
1			ЛЭП	1	2			Сары озек - жаркент 2 220	15	84	-540				
2			ЛЭП	1	2			Сары озек - жаркент 2 220	15	84	-540		-268	-8	
3			Тр-р	2	4			жаркент 2 220 - жаркент 2 110	0.4	25.5		0.501	-124	-84	
4			Тр-р	2	4			жаркент 2 220 - жаркент 2 110	0.4	25.5		0.501	-124	-84	
5			ЛЭП	11	12			Жаркент - Коктал	4.7	8	-50		-4	-0	
6			ЛЭП	12	13			Коктал - Айдарлы	7.47	12.69	-79		-1	1	
7			ЛЭП	11	14			Жаркент - Коныролен	20	34	-218		45	-23	
8			ЛЭП	14	16			Коныролен - Басши	10	16	-106		50	-18	
9			ЛЭП	4	6			жаркент 2 110 - СЭЗ 1	5.7	12	-60		-75	-37	
10			ЛЭП	4	7			жаркент 2 110 - СЭЗ 2	5.7	12	-60		-77	-37	
11			ЛЭП	4	9			жаркент 2 110 - МЦПС 2	7.6	16	-80		-61	-21	
12			ЛЭП	4	8			жаркент 2 110 - МЦПС 1	7.6	16	-80		-52	-20	
13			ЛЭП	4	11			жаркент 2 110 - Жаркент		1			17	-32	
14			Тр-р	1	15			Сары озек - Сары Озек 110	5.9	180		0.514	-38	-4	
15			Тр-р	1	15			Сары озек - Сары Озек 110	5.9	180		0.514	-38	-4	
16			ЛЭП	16	17			Басши - Акбастау	5.6	9.4	-60		53	-15	
17			ЛЭП	17	15			Акбастау - Сары Озек 110	9.6	16.12	102.1		58	-13	
18			ЛЭП	15	18			Сары Озек 110 - Сарыозек нагрузка	1		1		-15	-7	

Рисунок 4.6 – Ветви для послеаварийного режима работы 2020 года

	D	S	Номер	Название	V	Delta	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	Q_ш
	D	S	Ny	Название	V_2	dDelta	P_л	Q_л	dP	dQ	I_л	P_ш	Q_ш	
1			1	Сары озек	235				343.1	16.5	235	-1000	1000	
2		✗	2	жаркент 2 220										
3			2	жаркент 2 220	230	-24.2	-268	-8	19.58	109.64	658		-29.19	
4			15	Сары Озек 110	119.5	-7.1	-38	-4	0.15	4.71	93			
5			15	Сары Озек 110	119.5	-7.1	-38	-4	0.15	4.71	93			
6			9	МЦПС 2	103.6	-31.74	58.2	16.7						
7			4	жаркент 2 110	110.7	4	58	17	2.59	5.44	337		-0.92	
8			2	жаркент 2 220	230	-24.17				241	230	-1000	1000	
9		✗	1	Сары озек										
10			1	Сары озек	235	24.2	248	-73	19.58	109.64	649		-29.19	
11			4	жаркент 2 110	110.7	-3.5	-124	-84	0.17	10.82	376			
12			4	жаркент 2 110	110.7	-3.5	-124	-84	0.17	10.82	376			
13			11	Жаркент	110.37	-27.62	23.6	9.4						
14			12	Коктал	110.2	-0.1	-4	-0	0.01	0.01	20		-0.61	
15			14	Коныролен	112.6	9.3	45	-23	4.23	7.19	262		-2.71	
16			4	жаркент 2 110	110.7	-0.1	-17	32		0.11	190			
17			4	жаркент 2 110	110.66	-27.7								
18			2	жаркент 2 220	230	3.5	124	73	0.17	10.82	751			
19			2	жаркент 2 220	230	3.5	124	73	0.17	10.82	751			
20			6	СЭЗ 1	103	-3.5	-75	-37	3.25	6.84	435		-0.69	
21			7	СЭЗ 2	102.8	-3.6	-77	-37	3.44	7.24	448		-0.68	
22			9	МЦПС 2	103.6	-4	-61	-21	2.59	5.44	336		-0.92	
23			8	МЦПС 1	104.3	-3.3	-52	-20	1.92	4.03	289		-0.93	
24			11	Жаркент	110.4	0.1	17	-32		0.11	190			
25			6	СЭЗ 1	102.98	-31.17	71.7	30.4						
26			4	жаркент 2 110	110.7	3.5	72	30	3.25	6.84	437		-0.69	
27			7	СЭЗ 2	102.83	-31.31	74	30.4						
28			4	жаркент 2 110	110.7	3.6	74	30	3.44	7.24	449		-0.68	
29			8	МЦПС 1	104.35	-31.04	49.8	16.7						
30			4	жаркент 2 110	110.7	3.3	50	17	1.92	4.03	291		-0.93	
31			12	Коктал	110.18	-27.76	3.2	1.2						
32			11	Жаркент	110.4	0.1	4	1	0.01	0.01	21		-0.61	
33			13	Айдарлы	110.1	-0	-1	1	0	0	5	-0	-0.96	
34			13	Айдарлы	110.14	-27.81	0.7	0.4						
35			12	Коктал	110.2	0	1	0	0	0	4	-0	-0.96	

Рисунок 4.7 – Узлы+Ветви для послеаварийного режима работы 2020 года.

Продолжение рисунка 4.7

	D	S	Номер	Название	V	Delta	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	Q_ш
	D	S	Ny	Название	V_2	dDelta	P_л	Q_л	dP	dQ	I_л	P_ш	Q_ш	
36			14	Коныролен	112.59	-18.36	0.8	0.3						
37			11	Жаркент	110.4	-9.3	-49	18	4.23	7.19	268		-2.71	
38			16	Басши	114.7	4.4	50	-18	2.22	3.56	271		-1.37	
39			15	Сары Озек 110	119.5	-7.12								
40			1	Сары озек	235	7.1	38	-0	0.15	4.71	182			
41			1	Сары озек	235	7.1	38	-0	0.15	4.71	182			
42			17	Акбастау	116.1	-4.3	-60	8	2.49	4.17	293		1.42	
43			18	Сарыозек нагруз	119.4	0	-15	-7	0.02		80	-0	0.01	
44			16	Басши	114.73	-14	1.2	0.1						
45			14	Коныролен	112.6	-4.4	-52	16	2.22	3.56	273		-1.37	
46			17	Акбастау	116.1	2.5	53	-15	1.31	2.2	279	0	-0.8	
47			17	Акбастау	116.14	-11.47	3.2	0.8						
48			16	Басши	114.7	-2.5	-55	14	1.31	2.2	280	0	-0.8	
49			15	Сары Озек 110	119.5	4.3	58	-13	2.49	4.17	295		1.42	
50			18	Сарыозек нагруз	119.38	-7.09	15	7						
51			15	Сары Озек 110	119.5	-0	15	7	0.02		80	-0	0.01	

По результатам расчета послеаварийного режима работы сети с перспективой на 2020 год, делается вывод о правильном выборе основного оборудования для подстанции «Жаркент 2», а также выполнения соответствия прогнозируемых нагрузок с пропускной способностью проектируемой линии.

Для более наглядной демонстрации представляется графика перетоков мощности, которая дает графическое пояснение выполенным на расчетам.

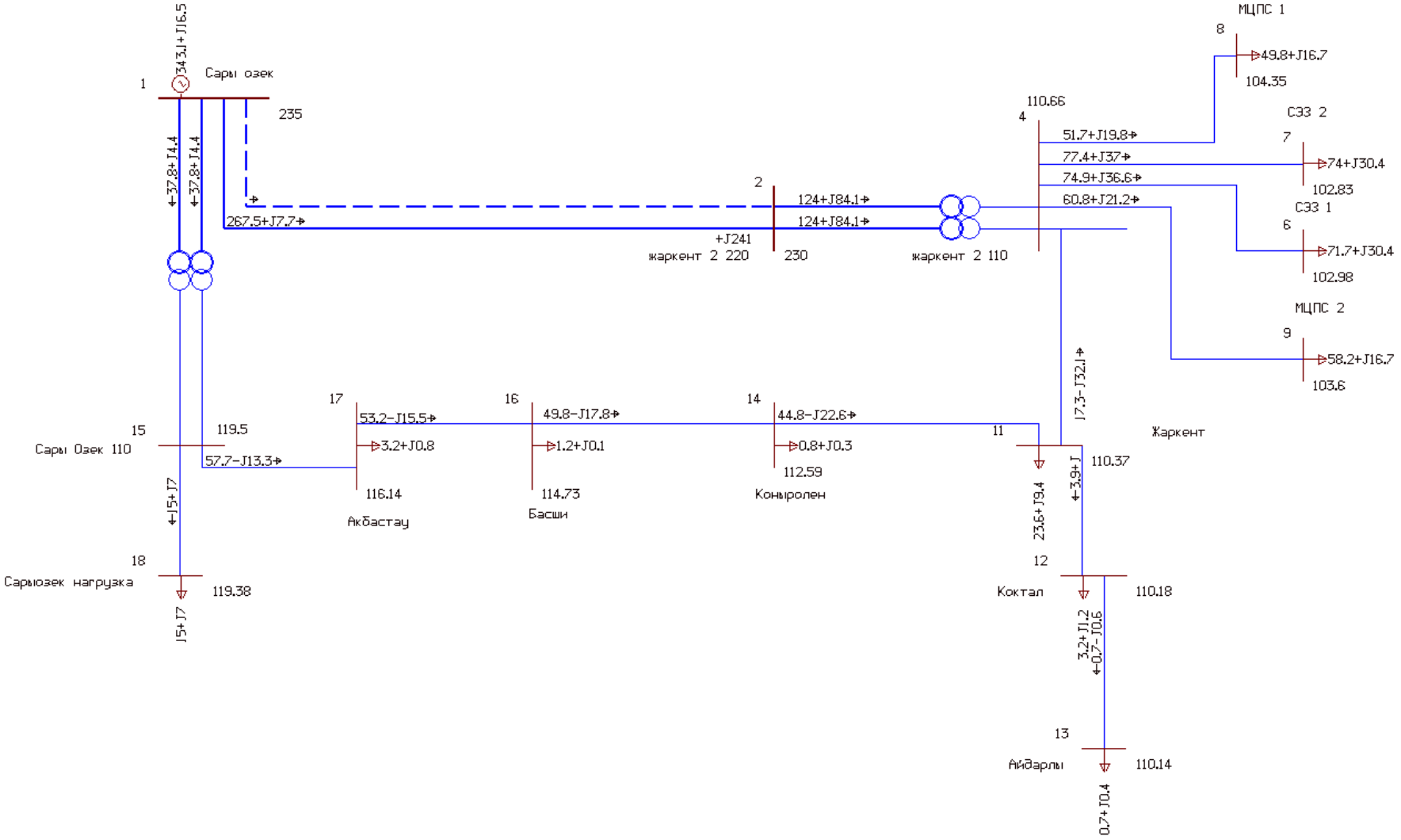


Рисунок 4.8 – Перетоки мощности для послеаварийного режима работы 2020 года

4.4 Расчет нормального режима работы сети на 2025 год

	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	Сары озек	235					395.4	-8.8	235	-1000	1000				235		
2			Нагр	9	МЦПС 2	110			58.2	16.7									105.64	-21.06	
3			Ген	2	жаркент 2 220	220						199.8	230	-1000	1000				230	-14.88	
4			Нагр	11	Жаркент	110			30.1	9.4									110.93	-19.41	
5			Нагр	4	жаркент 2 110	110													111.11	-19.39	
6			Нагр	6	СЭЗ 1	110			94	30.4									104.17	-21.34	
7			Нагр	7	СЭЗ 2	110			96	30.4									104.04	-21.4	
8			Нагр	8	МЦПС 1	110			49.8	16.7									106.29	-20.73	
9			Нагр	12	Коктал	110			3.9	1.2									110.69	-19.6	
10			Нагр	13	Айдарлы	110			1.3	0.4									110.61	-19.68	
11			Нагр	14	Коныролен	110			1	0.3									113.7	-13.59	
12			Нагр	15	Сары Озек 110	110													119.2	-5.93	
13			Нагр	16	Басши	110			2	0.1									115.41	-10.79	
14			Нагр	17	Акбастау	110			5.6	0.8									116.48	-9.09	
15			Нагр	18	Сарыозек нагруз	121			18.3	7									119.04	-5.91	

Рисунок 4.9 – Узлы для режима работы 2025 года

	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			Сары озек - жаркент 2 220	15	84	-540		-167	9	
2			ЛЭП	1	2			Сары озек - жаркент 2 220	15	84	-540		-167	9	
3			Тр-р	2	4			жаркент 2 220 - жаркент 2 110	0.4	25.5		0.501	-159	-87	
4			Тр-р	2	4			жаркент 2 220 - жаркент 2 110	0.4	25.5		0.501	-159	-87	
5			ЛЭП	11	12			Жаркент - Коктал	4.7	8	-50		-5	-0	
6			ЛЭП	12	13			Коктал - Айдарлы	7.47	12.69	-79		-1	1	
7			ЛЭП	11	14			Жаркент - Коныролен	20	34	-218		31	-9	
8			ЛЭП	14	16			Коныролен - Басши	10	16	-106		34	-9	
9			ЛЭП	4	6			жаркент 2 110 - СЭЗ 1	5.7	12	-60		-99	-41	
10			ЛЭП	4	7			жаркент 2 110 - СЭЗ 2	5.7	12	-60		-102	-42	
11			ЛЭП	4	9			жаркент 2 110 - МЦПС 2	7.6	16	-80		-61	-21	
12			ЛЭП	4	8			жаркент 2 110 - МЦПС 1	7.6	16	-80		-52	-20	
13			ЛЭП	4	11			жаркент 2 110 - Жаркент		1			-4	-19	
14			Тр-р	1	15			Сары озек - Сары Озек 110	5.9	180		0.514	-32	-5	
15			Тр-р	1	15			Сары озек - Сары Озек 110	5.9	180		0.514	-32	-5	
16			ЛЭП	16	17			Басши - Акбастау	5.6	9.4	-60		37	-9	
17			ЛЭП	17	15			Акбастау - Сары Озек 110	9.6	16.12	102.1		43	-8	
18			ЛЭП	15	18			Сары Озек 110 - Сарыозек нагрузка	1		1		-18	-7	

Рисунок 4.10 – Ветви для режима работы 2025 года

	Ↄ	S	Номер	Название	V	Delta	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	Q_ш
	Ↄ	S	Ny	Название	V_2	dDelta	P_л	Q_л	dP	dQ	I_л	P_ш	Q_ш	
1			1	Сары озек	235				395.4	-8.8	235	-1000	1000	
2			2	жаркент 2 220	230	-14.9	-166	9	7.52	42.1	409		-29.19	
3			2	жаркент 2 220	230	-14.9	-166	9	7.52	42.1	409		-29.19	
4			15	Сары Озек 110	119.2	-5.9	-31	-5	0.11	3.3	78			
5			15	Сары Озек 110	119.2	-5.9	-31	-5	0.11	3.3	78			
6			9	МЦПС 2	105.64	-21.06	58.2	16.7						
7			4	жаркент 2 110	111.1	1.7	58	17	2.49	2.62	331		-0.94	
8			2	жаркент 2 220	230	-14.88				199.8	230	-1000	1000	
9			1	Сары озек	235	14.9	159	-22	7.52	42.1	402		-29.19	
10			1	Сары озек	235	14.9	159	-22	7.52	42.1	402		-29.19	
11			4	жаркент 2 110	111.1	-4.5	-159	-78	0.24	15.08	444			
12			4	жаркент 2 110	111.1	-4.5	-159	-78	0.24	15.08	444			
13			11	Жаркент	110.93	-19.41	30.1	9.4						
14			12	Коктал	110.7	-0.2	-5	-0	0.01	0.02	27	-0	-0.61	
15			14	Коныролен	113.7	5.8	31	-10	1.77	3.01	170	-0	-2.75	
16			4	жаркент 2 110	111.1	0	4	19		0.03	103			
17			4	жаркент 2 110	111.11	-19.39								
18			2	жаркент 2 220	230	4.5	159	63	0.24	15.08	886			
19			2	жаркент 2 220	230	4.5	159	63	0.24	15.08	886			
20			6	СЭЗ 1	104.2	-1.9	-99	-35	5.12	5.39	546	0	-0.7	
21			7	СЭЗ 2	104	-2	-101	-35	5.33	5.61	558		-0.7	
22			9	МЦПС 2	105.6	-1.7	-61	-18	2.49	2.62	329		-0.94	
23			8	МЦПС 1	106.3	-1.3	-52	-18	1.85	1.94	284		-0.95	
24			11	Жаркент	110.9	-0	-4	-19		0.03	103			
25			6	СЭЗ 1	104.17	-21.34	94	30.4						
26			4	жаркент 2 110	111.1	1.9	94	30	5.12	5.39	548	0	-0.7	
27			7	СЭЗ 2	104.04	-21.4	96	30.4						
28			4	жаркент 2 110	111.1	2	96	30	5.33	5.61	559		-0.7	
29			8	МЦПС 1	106.29	-20.73	49.8	16.7						
30			4	жаркент 2 110	111.1	1.3	50	17	1.85	1.94	285		-0.95	
31			12	Коктал	110.69	-19.6	3.9	1.2						
32			11	Жаркент	110.9	0.2	5	1	0.01	0.02	27	-0	-0.61	
33			13	Айдарлы	110.6	-0.1	-1	1	0	0	7	0	-0.97	
34			13	Айдарлы	110.61	-19.68	1.3	0.4						
35			12	Коктал	110.7	0.1	1	0	0	0	7	0	-0.97	

Рисунок 4.11 – Узлы+Ветви для режима работы 2025 года.

Продолжение рисунка 4.11

	D	S	Номер	Название	V	Delta	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	Q_ш
	D	S	Ny	Название	V_2	dDelta	P_л	Q_л	dP	dQ	I_л	P_ш	Q_ш	
36			14	Коныролен	113.7	-13.59	1	0.3						
37			11	Жаркент	110.9	-5.8	-33	10	1.77	3.01	174	-0	-2.75	
38			16	Басши	115.4	2.8	34	-9	0.96	1.54	178		-1.39	
39			15	Сары Озек 110	119.2	-5.93								
40			1	Сары озек	235	5.9	31	1	0.11	3.3	152			
41			1	Сары озек	235	5.9	31	1	0.11	3.3	152			
42			17	Акбастау	116.5	-3.2	-44	4	1.35	2.26	216		1.42	
43			18	Сарыозек нагруз	119	0	-18	-7	0.03		95		0.01	
44			16	Басши	115.41	-10.79	2	0.1						
45			14	Коныролен	113.7	-2.8	-35	9	0.96	1.54	180		-1.39	
46			17	Акбастау	116.5	1.7	37	-9	0.61	1.02	190	-0	-0.81	
47			17	Акбастау	116.48	-9.09	5.6	0.8						
48			16	Басши	115.4	-1.7	-37	9	0.61	1.02	191	-0	-0.81	
49			15	Сары Озек 110	119.2	3.2	43	-8	1.35	2.26	217		1.42	
50			18	Сарыозек нагруз	119.04	-5.91	18.3	7						
51			15	Сары Озек 110	119.2	-0	18	7	0.03		95		0.01	

По результатам расчета режима работы сети с перспективой на 2025 год, делается вывод о правильном выборе основного оборудования для подстанции «Жаркент 2», а также выполнения соответствия прогнозируемых нагрузок с пропускной способностью проектируемой линии.

Для более наглядной демонстрации представляется графика перетоков мощности, которая дает графическое пояснение выполненным на расчетам.

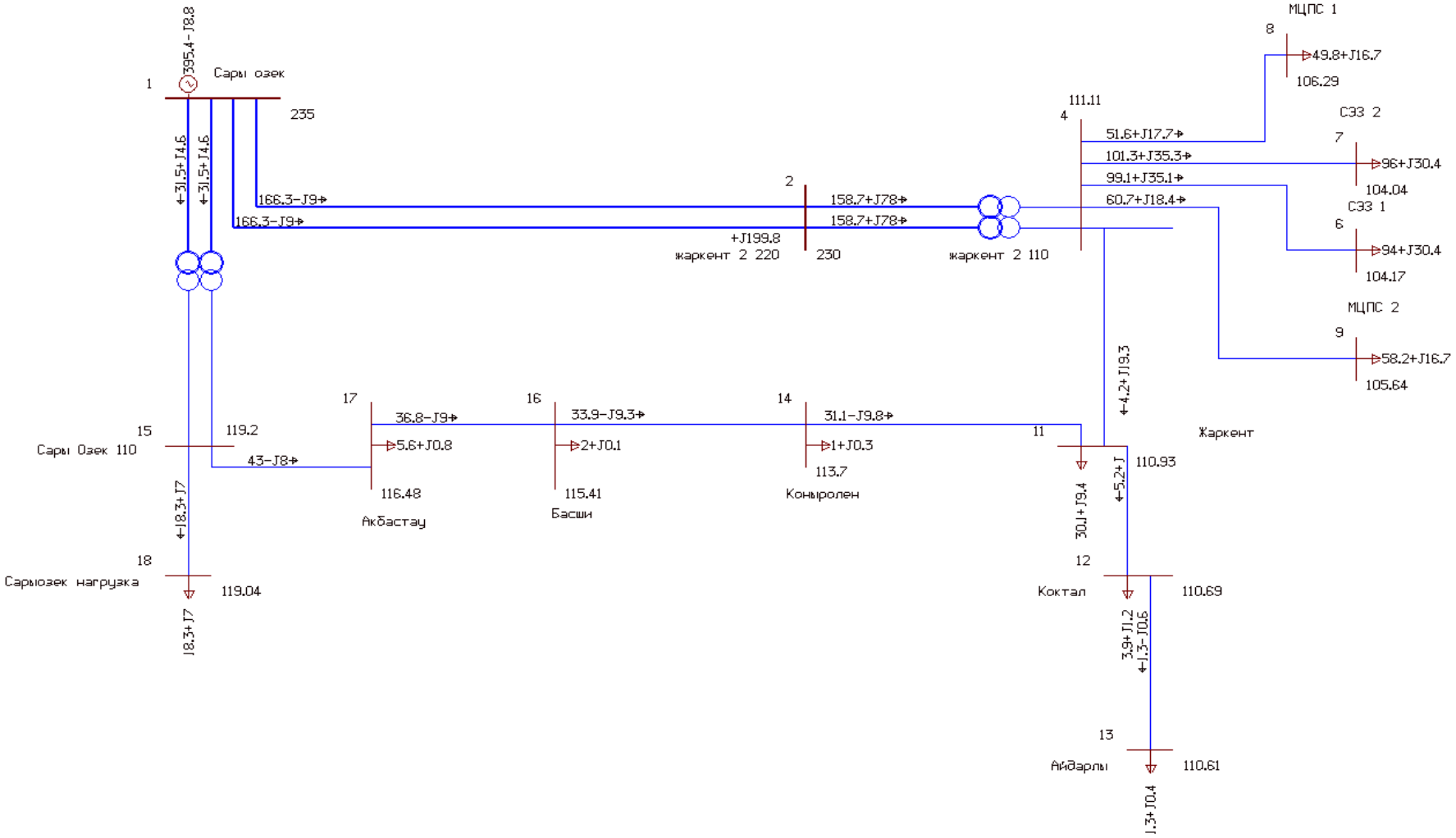


Рисунок 4.12 – Перетоки мощности для режима работы 2025 года

4.5 Расчет послеаварийного режима работы на 2025 год.

	О	S	Тип	Номер	Название	U_ном	_сх	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	U_min	U_max	B_ш	V	Delta	айон.
1			База	1	Сары озек	235					420.7	38.3	235	-1000	1000				235		
2			Нагр	9	МЦПС 2	110			58.2	16.7									104.98	-35.77	
3			Ген	2	жаркент 2 220	220						287.7	230	-1000	1000				230	-29.83	
4			Нагр	11	Жаркент	110			30.1	9.4									110.1	-34.01	
5			Нагр	4	жаркент 2 110	110													110.48	-34.08	
6			Нагр	6	СЭЗ 1	110			94	30.4									103.5	-36.05	
7			Нагр	7	СЭЗ 2	110			96	30.4									103.37	-36.11	
8			Нагр	8	МЦПС 1	110			49.8	16.7									105.64	-35.43	
9			Нагр	12	Коктал	110			3.9	1.2									109.86	-34.2	
10			Нагр	13	Айдарлы	110			1.3	0.4									109.78	-34.28	
11			Нагр	14	Коныролен	110			1	0.3									111.22	-22.72	
12			Нагр	15	Сары Озек 110	110													119.15	-8.83	
13			Нагр	16	Басши	110			2	0.1									113.38	-17.38	
14			Нагр	17	Акбастау	110			5.6	0.8									114.98	-14.26	
15			Нагр	18	Сарыозек нагруз	121			18.3	7									119	-8.81	

Рисунко 4.13 – Узлы для послеаварийного режима работы 2025 года

	О	S	Тип	N_нач	N_кон	N_г	руг	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	Na
1		✗	ЛЭП	1	2			Сары озек - жаркент 2 220	15	84	-540				
2			ЛЭП	1	2			Сары озек - жаркент 2 220	15	84	-540		-328	-26	
3			Тр-р	2	4			жаркент 2 220 - жаркент 2 110	0.4	25.5		0.501	-149	-98	
4			Тр-р	2	4			жаркент 2 220 - жаркент 2 110	0.4	25.5		0.501	-149	-98	
5			ЛЭП	11	12			Жаркент - Коктал	4.7	8	-50		-5	-0	
6			ЛЭП	12	13			Коктал - Айдарлы	7.47	12.69	-79		-1	1	
7			ЛЭП	11	14			Жаркент - Коныролен	20	34	-218		51	-32	
8			ЛЭП	14	16			Коныролен - Басши	10	16	-106		58	-23	
9			ЛЭП	4	6			жаркент 2 110 - СЭЗ 1	5.7	12	-60		-99	-41	
10			ЛЭП	4	7			жаркент 2 110 - СЭЗ 2	5.7	12	-60		-102	-42	
11			ЛЭП	4	9			жаркент 2 110 - МЦПС 2	7.6	16	-80		-61	-21	
12			ЛЭП	4	8			жаркент 2 110 - МЦПС 1	7.6	16	-80		-52	-20	
13			ЛЭП	4	11			жаркент 2 110 - Жаркент		1			16	-41	
14			Тр-р	1	15			Сары озек - Сары Озек 110	5.9	180		0.514	-47	-7	
15			Тр-р	1	15			Сары озек - Сары Озек 110	5.9	180		0.514	-47	-7	
16			ЛЭП	16	17			Басши - Акбастау	5.6	9.4	-60		63	-20	
17			ЛЭП	17	15			Акбастау - Сары Озек 110	9.6	16.12	102.1		71	-16	
18			ЛЭП	15	18			Сары Озек 110 - Сарыозек нагрузка	1		1		-18	-7	

Рисунок 4.14 – Ветви для послеаварийного режима работы 2025 года

	D	S	Номер	Название	V	Delta	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	Q_ш
	D	S	Ny	Название	V_2	dDelta	P_л	Q_л	dP	dQ	I_л	P_ш	Q_ш	
1			1	Сары озек	235				420.7	38.3	235	-1000	1000	
2			2	жаркент 2 220	230	-29.8	-327	-26	29.56	165.51	807		-29.19	
3		✗	2	жаркент 2 220										
4			15	Сары Озек 110	119.2	-8.8	-47	-6	0.24	7.23	116			
5			15	Сары Озек 110	119.2	-8.8	-47	-6	0.24	7.23	116			
6			9	МЦПС 2	104.98	-35.77	58.2	16.7						
7			4	жаркент 2 110	110.5	1.7	58	17	2.52	2.65	333	-0	-0.93	
8			2	жаркент 2 220	230	-29.83				287.7	230	-1000	1000	
9			1	Сары озек	235	29.8	298	-110	29.56	165.51	797		-29.19	
10		✗	1	Сары озек										
11			4	жаркент 2 110	110.5	-4.3	-149	-89	0.23	14.48	435			
12			4	жаркент 2 110	110.5	-4.3	-149	-89	0.23	14.48	435			
13			11	Жаркент	110.1	-34.01	30.1	9.4						
14			12	Коктал	109.9	-0.2	-5	-0	0.01	0.02	27		-0.6	
15			14	Коныролен	111.2	11.3	51	-32	6.11	10.38	315	-0	-2.67	
16			4	жаркент 2 110	110.5	-0.1	-16	41		0.16	232			
17			4	жаркент 2 110	110.48	-34.08								
18			2	жаркент 2 220	230	4.3	149	74	0.23	14.48	868			
19			2	жаркент 2 220	230	4.3	149	74	0.23	14.48	868			
20			6	СЭЗ 1	103.5	-2	-99	-35	5.18	5.46	550		-0.69	
21			7	СЭЗ 2	103.4	-2	-101	-35	5.4	5.68	561	-0	-0.69	
22			9	МЦПС 2	105	-1.7	-61	-18	2.52	2.65	332	-0	-0.93	
23			8	МЦПС 1	105.6	-1.3	-52	-18	1.87	1.97	285	-0	-0.93	
24			11	Жаркент	110.1	0.1	16	-42		0.16	232			
25			6	СЭЗ 1	103.5	-36.05	94	30.4						
26			4	жаркент 2 110	110.5	2	94	30	5.18	5.46	551		-0.69	
27			7	СЭЗ 2	103.37	-36.11	96	30.4						
28			4	жаркент 2 110	110.5	2	96	30	5.4	5.68	562	-0	-0.69	
29			8	МЦПС 1	105.64	-35.43	49.8	16.7						
30			4	жаркент 2 110	110.5	1.3	50	17	1.87	1.97	287	-0	-0.93	
31			12	Коктал	109.86	-34.2	3.9	1.2						
32			11	Жаркент	110.1	0.2	5	1	0.01	0.02	28		-0.6	
33			13	Айдарлы	109.8	-0.1	-1	1	0	0	7		-0.95	
34			13	Айдарлы	109.78	-34.28	1.3	0.4						
35			12	Коктал	109.9	0.1	1	0	0	0	7		-0.95	

Рисунок 4.15 – Узлы+Ветви для послеаварийного режима работы 2025 года

Продолжение рисунка 4.15

	D	S	Номер	Название	V	Delta	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	Q_ш
	D	S	Ny	Название	V_2	dDelta	P_л	Q_л	dP	dQ	I_л	P_ш	Q_ш	
36			14	Коныролен	111.22	-22.72	1	0.3						
37			11	Жаркент	110.1	-11.3	-57	24	6.11	10.38	322	-0	-2.67	
38			16	Басши	113.4	5.3	58	-24	3.21	5.14	326	0	-1.34	
39			15	Сары Озек 110	119.15	-8.83								
40			1	Сары озек	235	8.8	46	-1	0.24	7.23	225			
41			1	Сары озек	235	8.8	46	-1	0.24	7.23	225			
42			17	Акбастау	115	-5.4	-75	9	3.82	6.42	364		1.4	
43			18	Сарыозек нагруз	119	0	-18	-7	0.03		95		0.01	
44			16	Басши	113.38	-17.38	2	0.1						
45			14	Коныролен	111.2	-5.3	-61	20	3.21	5.14	328	0	-1.34	
46			17	Акбастау	115	3.1	63	-20	1.92	3.23	338		-0.78	
47			17	Акбастау	114.98	-14.26	5.6	0.8						
48			16	Басши	113.4	-3.1	-65	18	1.92	3.23	339		-0.78	
49			15	Сары Озек 110	119.2	5.4	71	-17	3.82	6.42	365		1.4	
50			18	Сарыозек нагруз	119	-8.81	18.3	7						
51			15	Сары Озек 110	119.2	-0	18	7	0.03		95		0.01	

По результатам расчета послеаварийного режима работы сети с перспективой на 2025 год, делается вывод о правильном выборе основного оборудования для подстанции «Жаркент 2», а также выполнения соответствия прогнозируемых нагрузок с пропускной способностью проектируемой линии.

Для более наглядной демонстрации представляется графика перетоков мощности, которая дает графическое пояснение выполенным на расчетам.

Значения потерь находится в допустимых величинах

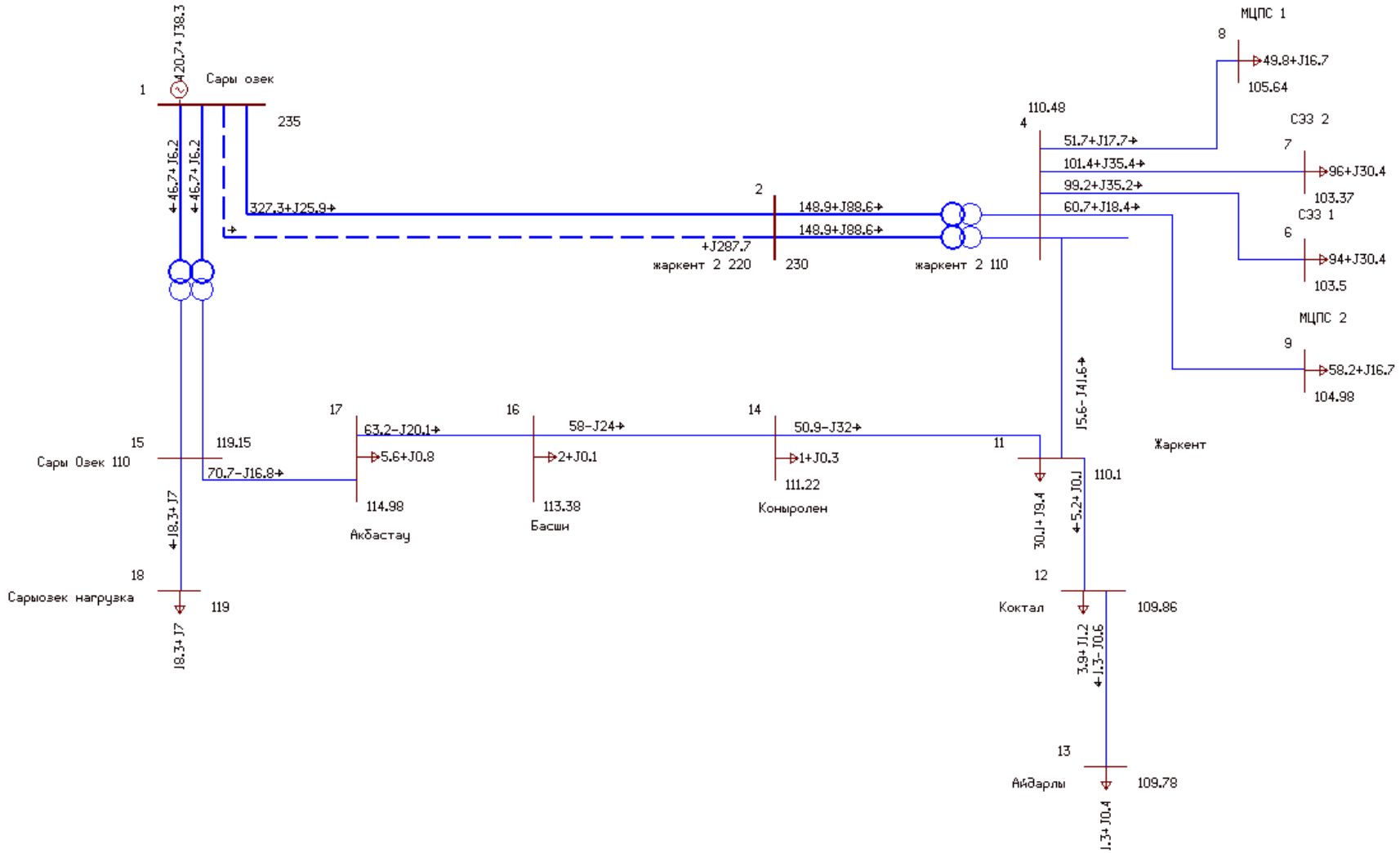


Рисунок 4.16 – Перетоки мощности для послеаварийного режима 2025 год

4.6 Расчет нормального режима для работы 2035 года.

	О	S	Тип	Номер	Название	U_ном	_сх	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	U_min	U_max	B_ш	V	Delta	айон
1			База	1	Сары озек	235					450	-4	235	-1000	1000				235		
2			Нагр	9	МЦПС 2	110			58.2	16.7									105.93	-23.83	
3			Ген	2	жаркент 2 220	220						213.9	230	-1000	1000				230	-17.04	
4			Нагр	11	Жаркент	110			38.7	9.4									111.17	-22.21	
5			Нагр	4	жаркент 2 110	110													111.38	-22.17	
6			Нагр	6	СЭЗ 1	110			112	20									103.97	-24.94	
7			Нагр	7	СЭЗ 2	110			112	20									103.97	-24.94	
8			Нагр	8	МЦПС 1	110			49.8	16.7									106.58	-23.49	
9			Нагр	12	Коктал	110			4.5	1.2									110.9	-22.42	
10			Нагр	13	Айдарлы	110			1.3	0.4									110.82	-22.5	
11			Нагр	14	Коныролен	110			1.3	0.3									113.51	-15.49	
12			Нагр	15	Сары Озек 110	110													119.32	-6.59	
13			Нагр	16	Басши	110			2.4	0.1									115.21	-12.24	
14			Нагр	17	Акбастау	110			6.9	0.8									116.32	-10.27	
15			Нагр	18	Сарыозек нагруз	121			18.3	7									119.16	-6.56	

Рисунок 4.17 – Узлы для режима работы 2035 года.

	О	S	Тип	N_нач	N_кон	N_г	руг	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	Na
1			ЛЭП	1	2			Сары озек - жаркен	15	84	-540		-190	7	
2			ЛЭП	1	2			Сары озек - жаркен	15	84	-540		-190	7	
3			Тр-р	2	4			жаркент 2 220 - жар	0.4	25.5		0.501	-180	-75	
4			Тр-р	2	4			жаркент 2 220 - жар	0.4	25.5		0.501	-180	-75	
5			ЛЭП	11	12			Жаркент - Коктал	4.7	8	-50		-6	-0	
6			ЛЭП	12	13			Коктал - Айдарлы	7.47	12.69	-79		-1	1	
7			ЛЭП	11	14			Жаркент - Коныроле	20	34	-218		35	-14	
8			ЛЭП	14	16			Коныролен - Басши	10	16	-106		38	-12	
9			ЛЭП	4	6			жаркент 2 110 - СЭЗ	5.7	12	-60		-119	-26	
10			ЛЭП	4	7			жаркент 2 110 - СЭЗ	5.7	12	-60		-119	-26	
11			ЛЭП	4	9			жаркент 2 110 - МЦ	7.6	16	-80		-61	-18	
12			ЛЭП	4	8			жаркент 2 110 - МЦ	7.6	16	-80		-52	-18	
13			ЛЭП	4	11			жаркент 2 110 - Жар		1			-10	-23	
14			Тр-р	1	15			Сары озек - Сары О	5.9	180		0.514	-35	-5	
15			Тр-р	1	15			Сары озек - Сары О	5.9	180		0.514	-35	-5	
16			ЛЭП	16	17			Басши - Акбастау	5.6	9.4	-60		42	-12	
17			ЛЭП	17	15			Акбастау - Сары Озе	9.6	16.12	102.1		49	-10	
18			ЛЭП	15	18			Сары Озек 110 - Сар	1		1		-18	-7	

Рисунок 4.18 – Ветви для режима работы 2035 года

	D	S	Номер	Название	V	Delta	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	Q_ш
	D	S	Ny	Название	V_2	dDelta	P_л	Q_л	dP	dQ	I_л	P_ш	Q_ш	
1			1	Сары озек	235				450	-4	235	-1000	1000	
2			2	жаркент 2 220	230	-17	-190	7	9.83	55.05	467	0	-29.19	
3			2	жаркент 2 220	230	-17	-190	7	9.83	55.05	467	0	-29.19	
4			15	Сары Озек 110	119.3	-6.6	-35	-5	0.13	4.05	87			
5			15	Сары Озек 110	119.3	-6.6	-35	-5	0.13	4.05	87			
6			9	МЦПС 2	105.93	-23.83	58.2	16.7						
7			4	жаркент 2 110	111.4	1.7	31	21	0.96	2.02	207	0	-0.95	
8			2	жаркент 2 220	230	-17.04				213.9	230	-1000	1000	
9			1	Сары озек	235	17	180	-32	9.83	55.05	460	0	-29.19	
10			1	Сары озек	235	17	180	-32	9.83	55.05	460	0	-29.19	
11			4	жаркент 2 110	111.4	-5.1	-180	-75	0.29	18.34	490			
12			4	жаркент 2 110	111.4	-5.1	-180	-75	0.29	18.34	490			
13			11	Жаркент	111.17	-22.21	38.7	9.4						
14			12	Коктал	110.9	-0.2	-6	-0	0.01	0.02	30		-0.62	
15			14	Коныролен	113.5	6.7	35	-14	2.3	3.92	193	0	-2.75	
16			4	жаркент 2 110	111.4	0	10	23		0.05	132			
17			4	жаркент 2 110	111.38	-22.17								
18			2	жаркент 2 220	230	5.1	180	56	0.29	18.34	977			
19			2	жаркент 2 220	230	5.1	180	56	0.29	18.34	977			
20			6	СЭЗ 1	104	-2.8	-65	-39	2.65	5.57	392	-0	-0.7	
21			7	СЭЗ 2	104	-2.8	-65	-39	2.65	5.57	392	-0	-0.7	
22			9	МЦПС 2	105.9	-1.7	-32	-22	0.96	2.02	204	0	-0.95	
23			8	МЦПС 1	106.6	-1.3	-27	-20	0.71	1.5	175	0	-0.95	
24			11	Жаркент	111.2	-0	-10	-23		0.05	132			
25			6	СЭЗ 1	103.97	-24.94	112	20						
26			4	жаркент 2 110	111.4	2.8	62	34	2.65	5.57	394	-0	-0.7	
27			7	СЭЗ 2	103.97	-24.94	112	20						
28			4	жаркент 2 110	111.4	2.8	62	34	2.65	5.57	394	-0	-0.7	
29			8	МЦПС 1	106.58	-23.49	49.8	16.7						
30			4	жаркент 2 110	111.4	1.3	26	20	0.71	1.5	178	0	-0.95	
31			12	Коктал	110.9	-22.42	4.5	1.2						
32			11	Жаркент	111.2	0.2	6	1	0.01	0.02	30		-0.62	
33			13	Айдарлы	110.8	-0.1	-1	1	0	0	7	0	-0.97	
34			13	Айдарлы	110.82	-22.5	1.3	0.4						
35			12	Коктал	110.9	0.1	1	0	0	0	7	0	-0.97	

Рисунок 4.18 – Узлы+Ветви для режима работы 2035 года

Продолжение рисунка 4.18

	D	S	Номер	Название	V	Delta	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	Q_ш
	D	S	Ny	Название	V_2	dDelta	P_л	Q_л	dP	dQ	I_л	P_ш	Q_ш	
36			14	Коныролен	113.51	-15.49	1.3	0.3						
37			11	Жаркент	111.2	-6.7	-37	13	2.3	3.92	198	0	-2.75	
38			16	Басши	115.2	3.2	38	-12	1.26	2.02	204	0	-1.39	
39			15	Сары Озек 110	119.32	-6.59								
40			1	Сары озек	235	6.6	35	1	0.13	4.05	168			
41			1	Сары озек	235	6.6	35	1	0.13	4.05	168			
42			17	Акбастау	116.3	-3.7	-51	6	1.8	3.03	250	0	1.42	
43			18	Сарыозек нагруз	119.2	0	-18	-7	0.03		95		0.01	
44			16	Басши	115.21	-12.24	2.4	0.1						
45			14	Коныролен	113.5	-3.2	-39	12	1.26	2.02	206	0	-1.39	
46			17	Акбастау	116.3	2	42	-12	0.8	1.34	217		-0.8	
47			17	Акбастау	116.32	-10.27	6.9	0.8						
48			16	Басши	115.2	-2	-43	11	0.8	1.34	218		-0.8	
49			15	Сары Озек 110	119.3	3.7	49	-10	1.8	3.03	251	0	1.42	
50			18	Сарыозек нагруз	119.16	-6.56	18.3	7						
51			15	Сары Озек 110	119.3	-0	18	7	0.03		95		0.01	

По результатам расчета режима работы сети с перспективой на 2035 год, делается вывод о правильном выборе основного оборудования для подстанции «Жаркент 2», а также выполнения соответствия прогнозируемых нагрузок с пропускной способностью проектируемой линии.

Для более наглядной демонстрации представляется графика перетоков мощности, которая дает графическое пояснение выполенным на расчетам.

Значения потерь находится в допустимых величинах

.

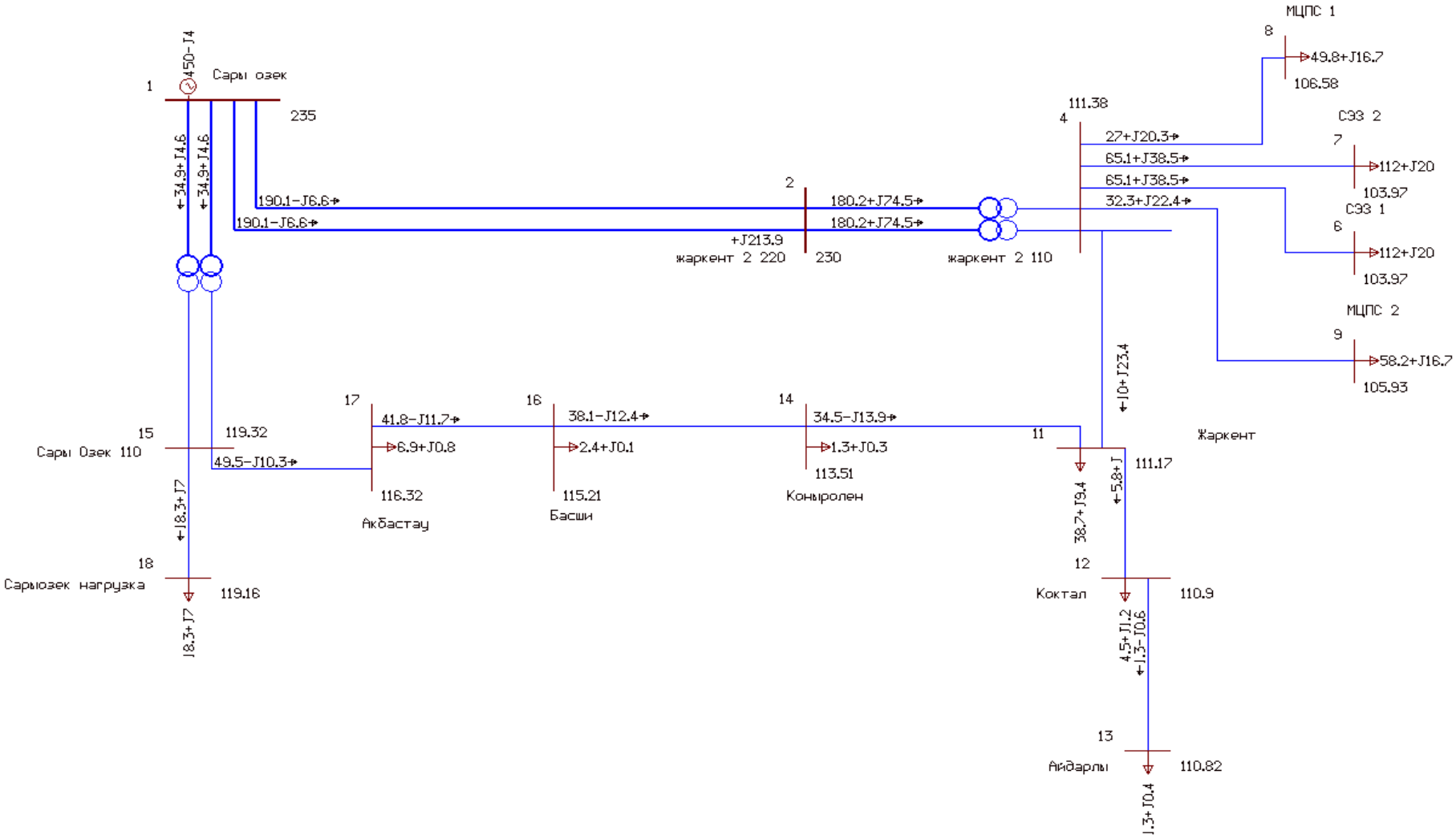


Рисунок 4.19 – Перетоки мощности для режима работы 2035 года

4.7 Расчет послеаварийного режима работы на 2035 год

	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	Сары озек	235					483.7	61.8	235	-1000	1000				235		
2			Нагр	9	МЦПС 2	110			58.2	16.7									103.38	-43.66	
3			Ген	2	жаркент 2 220	220						328	230	-1000	1000				230	-34.75	
4			Нагр	11	Жаркент	110			38.7	9.4									109.99	-39.54	
5			Нагр	4	жаркент 2 110	110													110.46	-39.6	
6			Нагр	6	СЭЗ 1	110			112	20									102.98	-42.42	
7			Нагр	7	СЭЗ 2	110			112	20									102.98	-42.42	
8			Нагр	8	МЦПС 1	110			49.8	16.7									104.13	-42.96	
9			Нагр	12	Коктал	110			4.5	1.2									109.72	-39.76	
10			Нагр	13	Айдарлы	110			1.3	0.4									109.64	-39.84	
11			Нагр	14	Коныролен	110			1.3	0.3									110.02	-26.34	
12			Нагр	15	Сары Озек 110	110													118.91	-10.05	
13			Нагр	16	Басши	110			2.4	0.1									112.24	-20.06	
14			Нагр	17	Акбастау	110			6.9	0.8									114.03	-16.41	
15			Нагр	18	Сарыозек нагруз	121			18.3	7									118.76	-10.03	

Рисунок 4.20 – Узлы для послеаварийного работы режима 2035 года

	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			Сары озек - жаркен	15	84	-540		-190	7	
2		x	ЛЭП	1	2			Сары озек - жаркен	15	84	-540		-190	7	
3			Тр-р	2	4			жаркент 2 220 - жар	0.4	25.5		0.501	-180	-75	
4			Тр-р	2	4			жаркент 2 220 - жар	0.4	25.5		0.501	-180	-75	
5			ЛЭП	11	12			Жаркент - Коктал	4.7	8	-50		-6	-0	
6			ЛЭП	12	13			Коктал - Айдарлы	7.47	12.69	-79		-1	1	
7			ЛЭП	11	14			Жаркент - Коныроле	20	34	-218		35	-14	
8			ЛЭП	14	16			Коныролен - Басши	10	16	-106		38	-12	
9			ЛЭП	4	6			жаркент 2 110 - СЭЗ	5.7	12	-60		-119	-26	
10			ЛЭП	4	7			жаркент 2 110 - СЭЗ	5.7	12	-60		-119	-26	
11			ЛЭП	4	9			жаркент 2 110 - МЦ	7.6	16	-80		-61	-18	
12			ЛЭП	4	8			жаркент 2 110 - МЦ	7.6	16	-80		-52	-18	
13			ЛЭП	4	11			жаркент 2 110 - Жар		1			-10	-23	
14			Тр-р	1	15			Сары озек - Сары О	5.9	180		0.514	-35	-5	
15			Тр-р	1	15			Сары озек - Сары О	5.9	180		0.514	-35	-5	
16			ЛЭП	16	17			Басши - Акбастау	5.6	9.4	-60		42	-12	
17			ЛЭП	17	15			Акбастау - Сары Озе	9.6	16.12	102.1		49	-10	
18			ЛЭП	15	18			Сары Озек 110 - Сар	1		1		-18	-7	

Рисунок 4.21 – Ветви для послеаварийного работы режима 2035 года

	D	S	Номер	Название	V	Delta	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	Q_ш
	D	S	Ny	Название	V_2	dDelta	P_л	Q_л	dP	dQ	I_л	P_ш	Q_ш	
1			1	Сары озек	235				483.7	61.8	235	-1000	1000	
2			2	жаркент 2 220	230	-34.8	-378	-46	39.78	222.77	935	-0	-29.19	
3		✗	2	жаркент 2 220										
4			15	Сары Озек 110	118.9	-10.1	-53	-8	0.31	9.34	132			
5			15	Сары Озек 110	118.9	-10.1	-53	-8	0.31	9.34	132			
6			9	МЦПС 2	103.38	-43.66	58.2	16.7						
7			4	жаркент 2 110	110.5	4.1	58	17	2.6	5.47	338	0	-0.92	
8			2	жаркент 2 220	230	-34.75				328	230	-1000	1000	
9			1	Сары озек	235	34.8	338	-147	39.78	222.77	925	-0	-29.19	
10		✗	1	Сары озек										
11			4	жаркент 2 110	110.5	-4.8	-169	-90	0.28	17.78	482			
12			4	жаркент 2 110	110.5	-4.8	-169	-90	0.28	17.78	482			
13			11	Жаркент	109.99	-39.54	38.7	9.4						
14			12	Коктал	109.7	-0.2	-6	-0	0.01	0.02	31	-0	-0.6	
15			14	Коныролен	110	13.2	56	-41	8.23	13.99	366		-2.64	
16			4	жаркент 2 110	110.5	-0.1	-12	51		0.22	274			
17			4	жаркент 2 110	110.46	-39.6								
18			2	жаркент 2 220	230	4.8	169	73	0.28	17.78	962			
19			2	жаркент 2 220	230	4.8	169	73	0.28	17.78	962			
20			6	СЭЗ 1	103	-2.8	-119	-27	6.95	7.32	637	0	-0.68	
21			7	СЭЗ 2	103	-2.8	-119	-27	6.95	7.32	637	0	-0.68	
22			9	МЦПС 2	103.4	-4.1	-61	-21	2.6	5.47	337	0	-0.92	
23			8	МЦПС 1	104.1	-3.4	-52	-20	1.92	4.05	290	0	-0.92	
24			11	Жаркент	110	0.1	12	-51		0.22	274			
25			6	СЭЗ 1	102.98	-42.42	112	20						
26			4	жаркент 2 110	110.5	2.8	112	20	6.95	7.32	638	0	-0.68	
27			7	СЭЗ 2	102.98	-42.42	112	20						
28			4	жаркент 2 110	110.5	2.8	112	20	6.95	7.32	638	0	-0.68	
29			8	МЦПС 1	104.13	-42.96	49.8	16.7						
30			4	жаркент 2 110	110.5	3.4	50	17	1.92	4.05	291	0	-0.92	
31			12	Коктал	109.72	-39.76	4.5	1.2						
32			11	Жаркент	110	0.2	6	1	0.01	0.02	31	-0	-0.6	
33			13	Айдарлы	109.6	-0.1	-1	1	0	0	7		-0.95	
34			13	Айдарлы	109.64	-39.84	1.3	0.4						
35			12	Коктал	109.7	0.1	1	0	0	0	7		-0.95	

Рисунок 4.22 – Узлы+Ветви для послеаварийного режима работы 2035 года

Продолжение рисунка 4.22

	O	S	Номер	Название	V	Delta	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	Q_ш
	O	S	Ny	Название	V_2	dDelta	P_л	Q_л	dP	dQ	I_л	P_ш	Q_ш	
36			14	Коныролен	110.02	-26.34	1.3	0.3						
37			11	Жаркент	110	-13.2	-65	30	8.23	13.99	373		-2.64	
38			16	Басши	112.2	6.3	65	-30	4.3	6.88	377	0	-1.31	
39			15	Сары Озек 110	118.91	-10.05								
40			1	Сары озек	235	10.1	53	-2	0.31	9.34	256			
41			1	Сары озек	235	10.1	53	-2	0.31	9.34	256			
42			17	Акбастау	114	-6.4	-87	10	5.2	8.72	424		1.39	
43			18	Сарыозек нагруз	118.8	0	-18	-7	0.03		95		0.01	
44			16	Басши	112.24	-20.06	2.4	0.1						
45			14	Коныролен	110	-6.3	-70	24	4.3	6.88	380	0	-1.31	
46			17	Акбастау	114	3.7	72	-24	2.58	4.33	391	0	-0.77	
47			17	Акбастау	114.03	-16.41	6.9	0.8						
48			16	Басши	112.2	-3.7	-75	21	2.58	4.33	392	0	-0.77	
49			15	Сары Озек 110	118.9	6.4	82	-20	5.2	8.72	426		1.39	
50			18	Сарыозек нагруз	118.76	-10.03	18.3	7						
51			15	Сары Озек 110	118.9	-0	18	7	0.03		95		0.01	

По результатам расчета послеаварийного режима работы сети с перспективой на 2035 год, делается вывод о правильном выборе основного оборудования для подстанции «Жаркент 2», а также выполнения соответствия прогнозируемых нагрузок с пропускной способностью проектируемой линии.

Для более наглядной демонстрации представляется графика перетоков мощности, которая дает графическое пояснение выполенным на расчетам.

Значения потерь находится в допустимых величинах

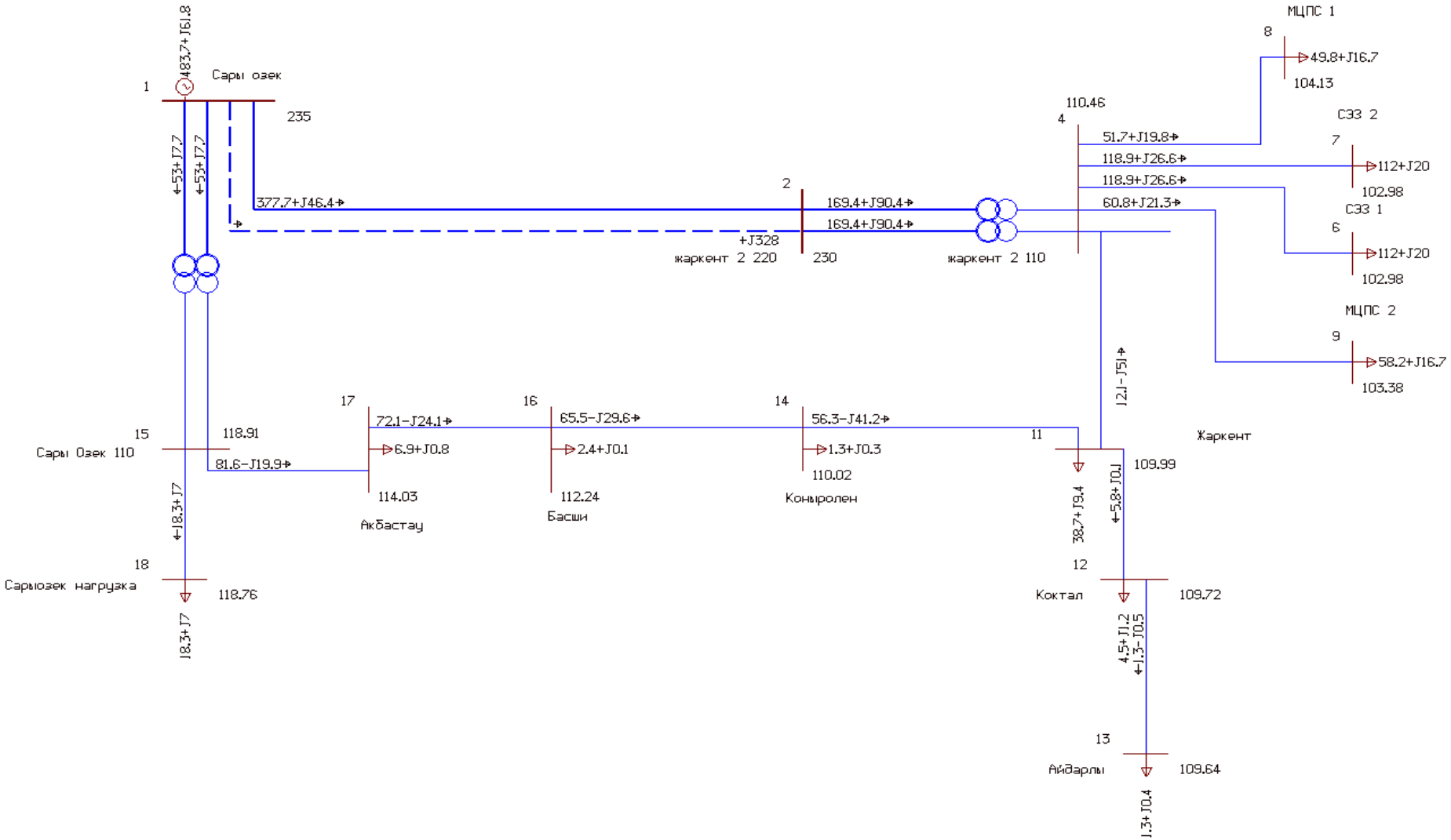


Рисунок 4.23 – Перетоки мощности для послеаварийного работы режима 2035 года.

5. Расчет токов короткого замыкания и выбор оборудования подстанции «Жаркент 2» 220/110/10

При проектировании, для более точного определения требований к новому оборудованию и коммутационной аппаратуре на проектируемой подстанции, выполняется расчет токов короткого замыкания.

При проектировании электроэнергетических систем расчет токов короткого замыкания проводятся для режимов однофазного и трехфазного КЗ.

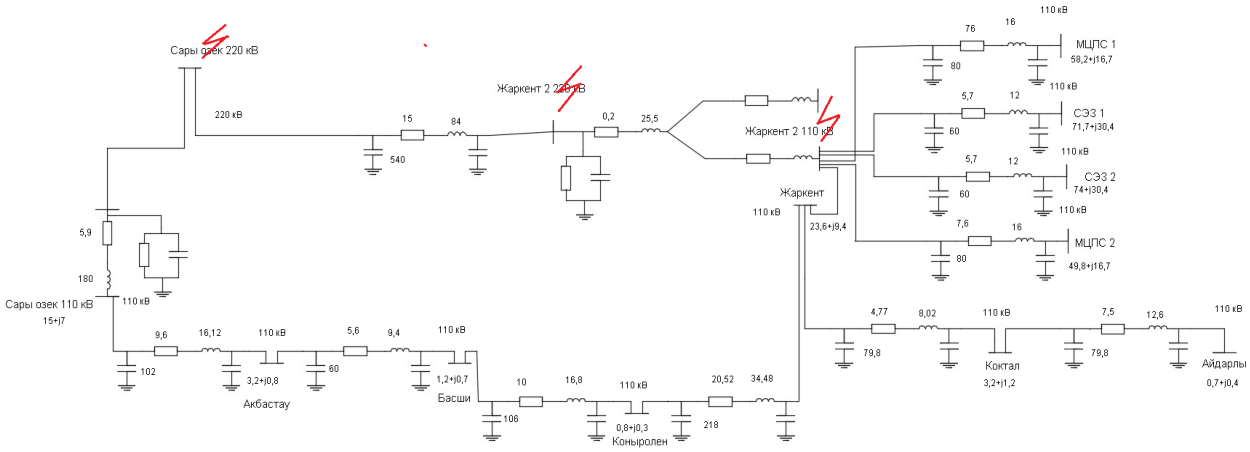


Рисунок 5.1 – Обозначение мест точек короткого замыкания

Расчет токов короткого замыкания для подстанции «Жаркент 2» осуществляется в программе «TKZ3000».

Комплекс ТКЗ-3000 служит для определения электрических значений, необходимых для установления уставок и проверки чувствительности устройств релейной защиты и автоматики (РЗА), что обычно выполняется по сверхпереходным синусоидальным составляющим электромагнитных переходных процессов. В связи с этим параметры генераторных элементов (синхронных генераторов, двигателей, компенсаторов, асинхронных двигателей, комплексной обобщенной нагрузки) должны быть введены своими сверхпереходными составляющими в виде сопротивлений и ЭДС. Если требуется оценить установившиеся синусоидальные составляющие, параметры данных элементов должны быть заменены на статические (синхронные) значения. Свободные составляющие для первого момента возмущения при необходимости могут быть оценены как обычно без ЭВМ, через сверхпереходные синусоидальные составляющие.

Расчеты сверхпереходных синусоидальных электрических величин выполняются методом симметричных составляющих по схемам замещения прямой, обратной и нулевой последовательности электроустановки, сети, энергосистемы. Поэтому необходимо сначала рассчитать по справочным данным параметры схем замещения в именованных единицах, а затем ввести их в комплекс. После этого можно проводить расчеты, предусмотренные в комплексе на введенной базе данных Расчет токов для точек короткого замыкания указанных на рисунке 5.1.

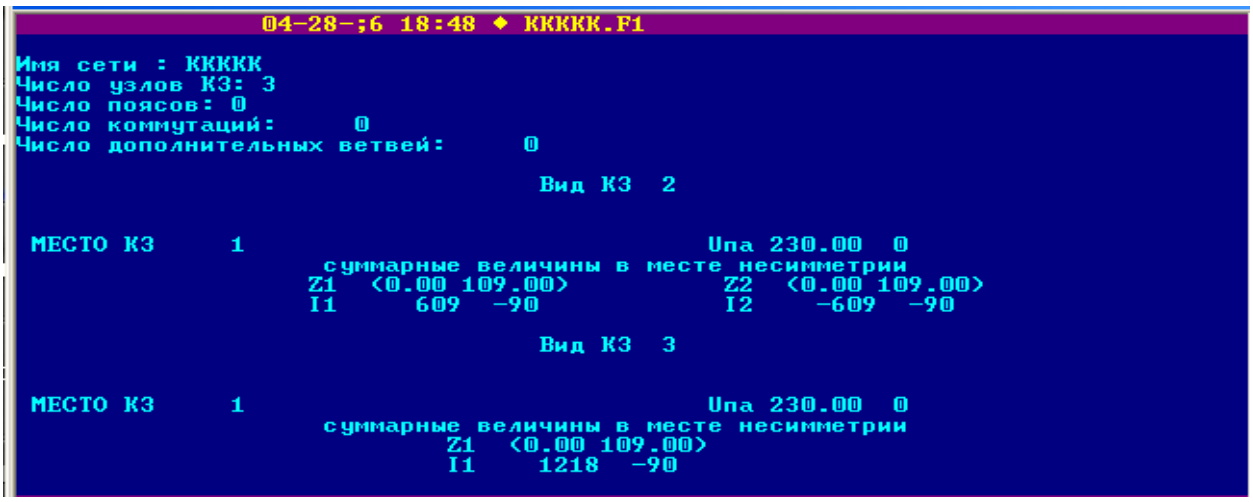


Рисунок 5.2 – Результаты расчета токов КЗ в точке 1

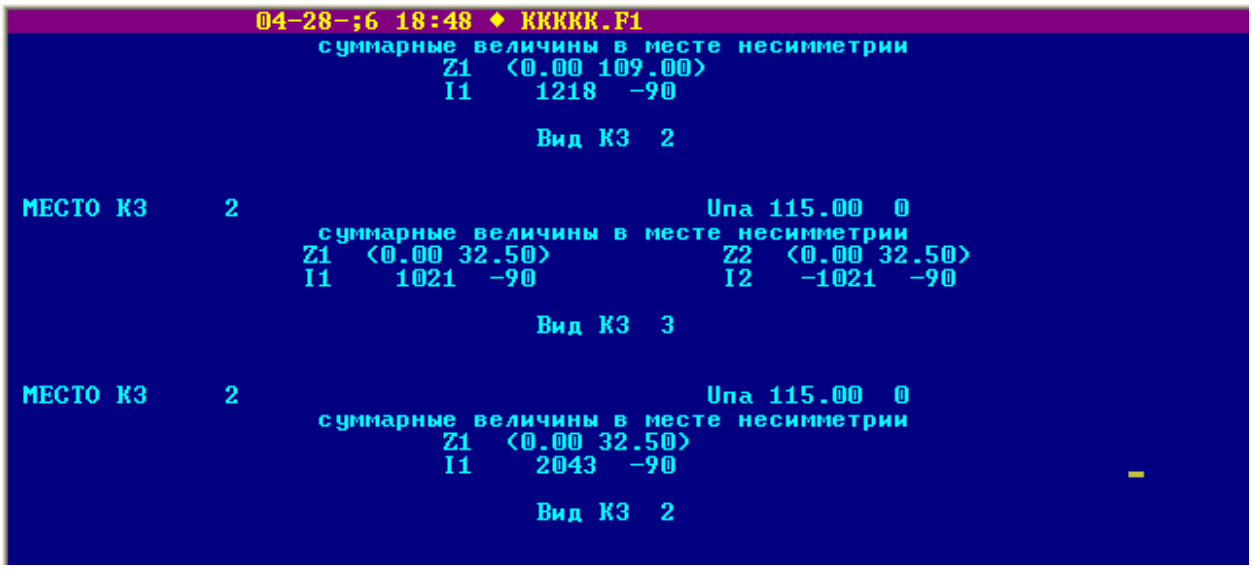


Рисунок 5.3 – Результаты расчета токов КЗ в точке 2

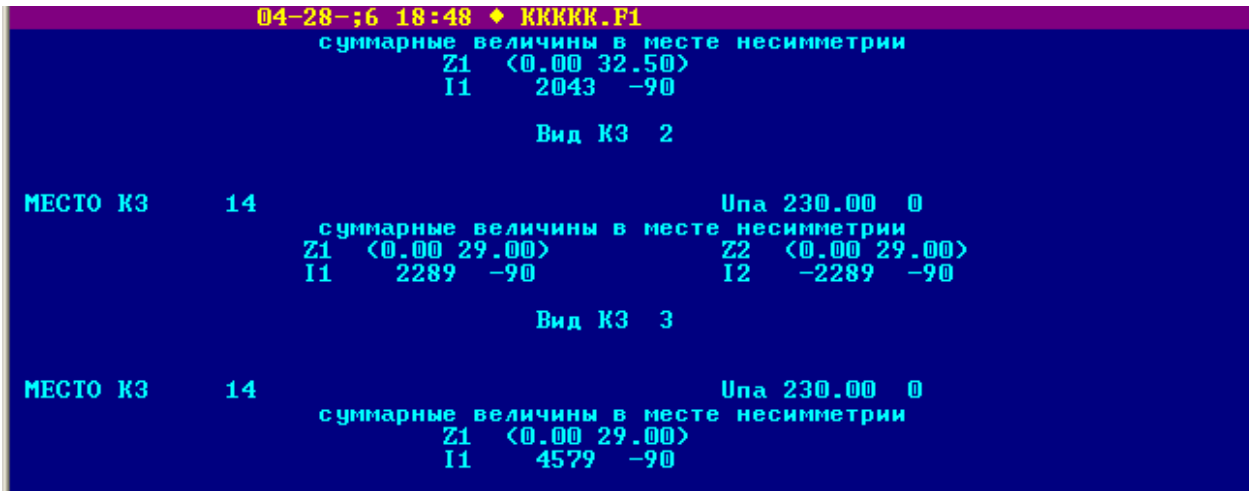


Рисунок 5.4 – Результаты расчета токов КЗ в точке 14

Для расчета ударного тока КЗ используется следующая формула:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_{к}^{3} \quad (5.1)$$

где $k_{уд}$ – ударный коэффициент тока КЗ для соответствующего режима работы электрической сети.

Ударный коэффициент тока КЗ в свою очередь определяется по формуле 5.2:

$$k_{уд} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \quad (5.2)$$

где T_a – постоянная времени затухания тока КЗ соответствующего режима работы электрической сети.

Постоянная времени затухания определяется из выражения:

$$T_a = \frac{X_{\Sigma}}{314 \cdot R_{\Sigma}} \quad (5.3)$$

6. Выбор основного оборудования для подстанции «Жаркент 2»

Далее предаставлены условия выбора и проверки основного оборудования для электрической подстанции:

- условие выбора по номинальному напряжению:

$$U_c \leq U_н; \tag{6.1}$$

где U_c – номинальное напряжение сети, кВ;
$U_н$ – номинальное напряжение выбираемого аппарата, кВ.

- выбор аппарата по номинальному току:

$$I_{раб} \leq I_н; \tag{6.2}$$

где $I_{раб}$ – рабочий ток в данной сети, А;
$I_н$ – номинальный ток аппарата, А.

- проверка по току отключения:

$$I_к^3 \leq I_{отк.н}, \tag{6.3}$$

где $I_к^3$ – периодическая составляющая тока трёхфазного КЗ, кА;
$I_{отк.н}$ – номинальный ток отключения аппарата, кА.

Проверка на электродинамическую стойкость:

$$i_{уд} \leq I_{дин}, \tag{6.4}$$

где $i_{уд}$ – ударный ток трёхфазного КЗ, кА;
$I_{дин}$ - ток электродинамической стойкости аппарата, кА.

Проверка на термическую стойкость по интегралу Джоуля:

$$B_к \leq I_{отк.н}^2 \cdot t_m, \tag{6.5}$$

где $B_к$ – интеграл Джоуля при коротком замыкании, кА^2·с;
t_m – допустимое время действия тока термической стойкости, с.

Расчёт интеграла Джоуля при коротком замыкании рассматривается как тепловой импульс тока и производится по формуле:

$$B_к = B_{к.п} + B_{к.а} = (I_к^3)^2 \cdot t_{откл} + (I_к^3)^2 \cdot T_a \left(1 - e^{\frac{-2t_{откл}}{T_a}}\right) \tag{6.6}$$

где $В_{к.п}$, $Вк_{.а}$ - периодическая и апериодическая составляющие импульса тока короткого замыкания;

$I_к^{(3)}$ – действующее значение периодической составляющей тока короткого замыкания, кА;

$t_{откл}$ – время от начала КЗ до его отключения, определяющееся из выражения:

$$t_{откл} = t_з + t_{выкл}, \quad (6.7)$$

где tз – время действия релейной защиты, с;

$t_{выкл}$ – полное время отключения аппарата, с.

6.1 Выбор трансформаторов собственных нужд подстанции

Собственные нужды подстанции определяются в зависимости от нагрузки потребителей. Максимальная нагрузка потребителей рассчитывается исходя из конфигураций подстанции и количества релейной защиты.

С учетом размеров и конфигурации подстанции, принимается нагрузка в 250кВА.

Выбор трансформаторов собственных нужд, имеет такую же методику, как и выбор силовых трансформаторов. Учитывая номинальные напряжения подстанции принимается трансформатор 10/0,4 кВ. Таких трансформаторов согласно выбранной для данной подстанции схеме устанавливается два, номинальной мощностью 250 кВА. Тогда выбирается трансформатор типа ТМ-250/10. Параметры трансформаторов собственных нужд приведены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 - Параметры трансформатора собственных нужд

Параметр трансформатора	Значение параметра
Тип трансформатора	ТМ – 250/10
Номинальная мощность, кВА	250
Номинальное напряжение ВН, кВ	10
Номинальное напряжение НН, кВ	0,4
Мощность потерь ХХ, кВт	0,61
Мощность потерь КЗ, кВт	3,7
Напряжение КЗ, %	4,5
Ток холостого хода, %	1,9

6.2 Выбор ячеек РУ – 110 кВ и РУ – 10 кВ

Открытое распределительное устройство 220 кВ и узел установки силовых трансфоматоров выполнены в виде открытого распределительного устройства двухтрансформаторной подстанции КТПБ–220–13Н и состоят из

отдельных блоков, представляющих собой металлическую конструкцию со смонтированным оборудованием, аппаратурой и внутренними соединениями, устанавливаемыми на сваях.

При напряжении 110 кВ в принято к установке открытое распределительное устройство с элегазовыми выключателями.

В качестве распределительного устройства 110 кВ применяется схема с двумя рабочими и одной обходной системами шин.

Для комплектования ОРУ выбираются ячейки открытого типа.

В состав ОРУ входят вакуумные выключатели типа ВВ/ТЕ 0 – 20/630 (100,1600) УХЛ1, трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, разрядники, заземляющие ножи, сборные и соединительные шины, опорные и переходные изоляторы.

6.3 Выбор выключателей

Выключатель предназначен для выключения и включения цепи в любых режимах. Наиболее сложной задачей для выключателя является отключение токов короткого замыкания.

Высоковольтные выключатели выбираются по номинальному напряжению, номинальному току, конструктивному исполнению, месту установки и проверяются по параметрам отключения, а также на электродинамическую и термическую стойкость.

Выбор высоковольтных выключателей рассмотрен на примере выключателя Q1, установленного в цепи ОРУ-220 кВ.

Параметры сети: U_c = 220 кВ, $I_{раб}$ = 438 А, $I_к^3$ =25,33 кА, $i_{уд}$ = 19,28 кА.

Выбран элегазовый выключатель колонкового типа 242-PMR40-20.

Параметры: $U_н$ = 220 кВ, $I_н$ = 3115 А, $I_{отк.н}$ = 40 кА, $I_{дин}$ = 65 кА, $I_т$ = 25 кА, при $t_т$ =3 с, $t_{выкл}$ =0,055 с ($t_{откл}$ = 1 + 0,06 = 1,06 с).

Выбор по номинальному напряжению:

$$U_c \le U_н;$$
$$220 \le 220 \text{ (кВ)}.$$

Выбор по номинальному току:

$$I_{раб} \le I_н;$$
$$438 \le 3115 \text{ (А)}.$$

Проверка по току отключения:

$$I_к^3 \le I_{отк.н};$$
$$25{,}33 \le 40 \text{ (кА)}.$$

Проверка на электродинамическую стойкость:

$$i_{уд} \le I_{дин},$$
$$52{,}8 \le 65 \text{ (кА)}.$$

Проверка на термическую стойкость:

$$B_к = B_{к.п} + B_{к.а} = (I_к^3)^2 \cdot t_{откл} + (I_к^3)^2 \cdot T_a \left(1 - e^{\frac{-2t_{откл}}{T_a}}\right) = 25{,}33^2 \cdot 1{,}055 + 25{,}33^2 \times$$

$$\times 0{,}31\left(1 + e^{\frac{-2 \cdot 1{,}06}{0{,}31}}\right) = 492{,}9(кА^2 \cdot с);$$

$$I_{откл.н}{}^2 t_m = 25^{2 \cdot} 3 = 1875 \left(кА^2 \cdot с\right);$$

$$B_к \le I_{отк.н}^2 \cdot t_m;$$

$$492{,}9 \le 1875 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

6.4 Выбор разъединителей

Разъединители выбирают по конструктивному выполнению, роду установки и номинальным характеристикам: напряжению, длительному току, электродинамической и термической стойкости при КЗ.

На напряжение 220 кВ выбраны разъединители наружной установки с автоматической блокировкой с заземлителями типа РГ-220/2000-63 в однополюсном исполнении типа РНДЗ. На напряжение 110 кВ разъединители наружной установки в трёхполюсном исполнении РГ-110/2000-63 УХЛ1

6.5 Выбор ограничителей перенапряжений

При коммутации выключателями с малым временем отключения трансформаторов под нагрузкой или при запуске электродвигателей могут возникнуть перенапряжения, опасные для изоляции оборудования.

Для защиты от коммутационных и других перенапряжений необходимо установить специальные устройства, которые служат для ограничения и устранения вредного влияния перенапряжений на изоляцию оборудования. В качестве таких устройств могут быть выбраны ограничители перенапряжений (ОПН). Они устанавливаются между фазой и землей, а также между различными фазами сети.

Их основные преимущества перед вентильными разрядниками следующие:

- глубокий уровень ограничения;

- стабильность характеристик;
- надёжность в эксплуатации;
- отсутствие необходимости в техническом обслуживании;
- взрывобезопасность и сейсмостойкость;
- возможность установки в подвесном и опорном исполнении;
- малый вес и габариты.

ОПН без искровых промежутков изготавливаются на основе оксидоцинковых варисторов. ОПН предназначены для защиты двигателей, трансформаторов, воздушных и кабельных линий от атмосферных и коммутационных перенапряжений.

Для защиты оборудования напряжением 110 кВ выбираются ОПН У/TEL 110/84; 10 кВ – ОПН Т/TEL 10/11,5.

6.6 Выбор шин

Выбор шин РУ осуществляется по длительному допустимому току нагрузки с использованием справочных данных, и производят проверку на электродинамическую и термическую стойкость к токам КЗ.

В качестве шин ОРУ-110 целесообразно выбрать сталеалюминевые шины АС-300, $I_{доп}$ = 600 А; $I_р$ = 304,4 А.

Проверка на электродинамическую стойкость при воздействии тока КЗ:

$$\sigma_р \le \sigma_{доп}, \tag{6.7}$$

где $\sigma_р$ – расчётное механическое напряжение шины, Па;

$\sigma_{доп}$ – расчётное механическое напряжение шины, Па (для алюминиевых шин $\sigma_{доп}$ =65 МПа).

$$\sigma_р = \frac{F \cdot l}{10 \cdot W} \tag{6.8}$$

где F – усилие от динамического воздействия токов КЗ;

l – длина пролёта между изоляторами, м;

W – момент сопротивления, м^3.

$$F = 1{,}76 \cdot i_{уд}^2 \cdot \frac{l}{a} \cdot 10^{-7}, \tag{6.9}$$

где a – расстояние между токоведущими шинами, м.

Момент сопротивления для прямоугольных шин:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6}, \tag{6.10}$$

где *b* и h – соответственно узкая и широкая стороны сечения шины, м.

Проверка по термической стойкости:

$$S_ш \geq S_m \tag{6.11}$$

где $S_ш$ - сечение шин, мм^2;

S_m – термически стойкое сечение, мм^2.

$$S_m = \frac{I_к^3 \cdot \sqrt{t_{откл}}}{\alpha}, \tag{6.12}$$

где α – коэффициент термической стойкости (для алюминия α =95).

Проверяем шины ОРУ–110. Расстояние между изоляторами одной фазы, то есть пролёт l = 1,1 м, расстояние между фазами а = 0,35 м.

Проверка на электродинамическую стойкость:

$$W = \frac{0{,}05 \cdot 0{,}006^2}{6} = 30 \cdot 10^{-8} (мм^2),$$

$$F = 1{,}76 \cdot 4100^2 \cdot \frac{1.1}{0.35} \cdot 10^{-7} = 9{,}3 (Н),$$

$$\sigma_p = \frac{9{,}3 \cdot 1{,}1}{10 \cdot 30 \cdot 10^{-8}} = 3{,}41 \cdot 10^6 (Па),$$

$$\sigma_p \leq \sigma_{доп},$$

$$3{,}41 \leq 65.$$

Следовательно, можно сделать вывод, что выбранные шины удовлетворяют условию электродинамической стойкости.

Проверка на термическую стойкость:

$$S_m = \frac{1450 \cdot \sqrt{1{,}06}}{95} = 15{,}71 (мм^2),$$

$$S_ш \geq S_m$$

$$300 \geq 15{,}71 \left(мм^2\right)$$

Следовательно, выбранные шины удовлетворяют условию термической стойкости.

6.7 Выбор измерительных трансформаторов тока

Измерительный трансформа́тор то́ка — трансформатор, который сложит для преобразования тока до измерительных значений. Первичная обмотка трансформатора тока подключается последовательно в цепь с измеряемым переменным током, а во вторичную присоединяются к измерительным приборам. Ток, протекающий по вторичной обмотке трансформатора тока, пропорционален току, протекающему в его первичной обмотке.

Выбор трансформаторов тока (ТТ) производят: по номинальному напряжению; первичному току; нагрузке вторичной цепи, которая обеспечивает погрешность в пределах паспортного класса точности; по роду установки; конструкции; классу точности..

Основные условия выбора ТТ следующие:

- Выбор ТТ по номинальному напряжению,
- Выбор ТТ по номинальному току,
- Выбор ТТ по нагрузке вторичной цепи для обеспечения его работы в требуемом классе точности состоит в соблюдении условия:

$$S_{2ном} \geq S_{2р}, \tag{6.13}$$

где $S_{2ном}$ – номинальная вторичная нагрузка в классе точности, ВА;

$S_{2р}$ – расчётная нагрузка подключенная ко вторичной обмотке ТТ, ВА.

Фактическая (расчётная) нагрузка подключённая к вторичной обмотке ТТ определяется из следующего выражения:

$$S_{2р} = I^2_{2ном} \cdot Z_{2ном}, \tag{6.14}$$

где $I_{2ном}$ – номинальный ток вторичной обмотки ТТ, А;

$Z_{2ном}$ – сопротивление цепи включенной во вторичную обмотку, Ом.

Сопротивление цепи включенной во вторичную обмотку складывается из трёх составляющих: суммы сопротивлений приборов ($\Sigma r_{приб}$), допустимого сопротивления проводов ($r_{доп}$) и переходного сопротивления контактов ($r_{конт}$) (принимаем $r_{конт}$ = 0,1).

$$Z_{2ном} = \Sigma r_{приб} + r_{доп} + r_{конт}, \tag{6.15}$$

Исходя из этого, расчётную нагрузку можно представить следующим образом:

$$S_{2р} = \sum S_{приб} + I^2_{2ном} \cdot (r_{доп} + r_{конт}), \tag{6.16}$$

где $\Sigma S_{приб}$ – суммарная мощность всех приборов подключенных к вторичной обмотке ТТ, ВА.

В связи с тем, что ТТ на все напряжения встроены во ввода выключателей (кроме ТТ подключенных к релейной защите от замыканий на землю), проверку на электродинамическую и термическую устойчивость не производим.

К установке на напряжение 110 кВ принимаются ТФЗМ–110Б–1У1 600/5 и ТВТ–110–I 600/5; на стороне 10 кВ – ТОЛ–10 1500/5 и 300/5; в нейтрали силовых трансформаторов ТДН–16000/110 устанавливаются ТВТ–35–I 300/5. Все эти ТТ имеют две обмотки и обеспечивают возможность последовательного или параллельного их подключения. При параллельном подключении и классе точности 1, достаточном для подключения измерительных приборов имеют мощность вторичной цепи 40 ВА. При классе точности 10Р, обеспечивают мощность 20 ВА.

Измерительные приборы, подключаемые к измерительным трансформаторам и их мощность, приведена в таблице 4.4.

Таблица 4.4 - Приборы, подключаемые к измерительным трансформаторам

Напряжение	Прибор	Мощность, ВА
110 кВ	Э309	5
	A1D	0,7
10 кВ	Э309	5
	A1D	0,7

Для примера производится выбор и проверка ТТ на 110 кВ. К установке принят ТФЗМ–110Б–1У1 600/5.

Проверка по номинальному току:

$$I_{раб} \leq I_{н}$$
$$163 < 600 \ (A).$$

По номинальному напряжению:

$$U_{с} \leq U_{н}$$
$$110 \leq 110 \ (кВ).$$

Выбор ТТ по нагрузке вторичной цепи:

$$S_{2ном} \geq S_{2р},$$

Мощность приборов подключённых к ТТ на 110 кВ составляет 5,7 ВА (один Э309 и один A1D-3-00-C2-T на каждую фазу). Ток вторичной цепи 5 А. Переходное сопротивление контактов 0,1 Ом. Сопротивление проводов рассчитывается по следующей формуле:

$$r_{доп} = \rho \cdot \frac{l_{пр}}{S_{пр}} \quad , \qquad (6.17)$$

где ρ – удельное электрическое сопротивление (для меди 0,018);

$l_{пр}$ – длина кабеля, м (в данном случае длина не превышает 120 м);

$S_{пр}$ – сечение кабеля, мм^2, (технически сечение медного кабеля не должно быть менее 1,5 мм^2 и примерно составит 2,5 мм^2).

Следовательно:

$$r_{доп} = 0{,}018 \cdot \frac{120}{2{,}5} = 0{,}864 Ом,$$

$$S_{2р} = 5{,}7 + 5^2 \cdot (0{,}864 + 0{,}1) = 29{,}8\ ВА,$$

$$S_{2ном} \geq S_{2р},$$

$$40 > 29{,}8\ (ВА).$$

Аналогично производится проверка и остальных ТТ, результат сведён в таблицу 6.5

Таблица 6.5 - Выбор и проверка трансформаторов тока.

Трансформатор тока	Условия выбора и проверки	Параметры ТТ	Параметры сети
ТФЗМ –110Б – 1У1 600/5	$I_{раб} \leq I_н$ $U_c \leq U_н$ $S_{2ном} \geq S_{2р}$	600 А 110 кВ 40 ВА	163 А 110 кВ 29,8 ВА
ТВТ – 110 – I – 600/5	$I_{раб} \leq I_н$ $U_c \leq U_н$ $S_{2ном} \geq S_{2р}$	400 А 110 кВ 40 ВА	163 А 110 кВ 29,8 ВА
ТОЛ – 10 – 1500/5	$I_{раб} \leq I_н$ $U_c \leq U_н$ $S_{2ном} \geq S_{2р}$	1500А 10 кВ 10 ВА	895 А 10 кВ 8,9 ВА
ТОЛ – 10 – 300/5	$I_{раб} \leq I_н$ $U_c \leq U_н$ $S_{2ном} \geq S_{2р}$	300 А 10 кВ 10 ВА	22 А 10 кВ 8,9 ВА

6.8 Выбор измерительных трансформаторов напряжения

Измерительные трансформаторы напряжения (ТН) предназначены для преобразования напряжения до значения, удобного для измерения. Трансформаторы напряжения для питания измерительных приборов и реле выбирают по номинальному напряжению первичной обмотки, классу точности, схеме соединения обмоток и конструктивному выполнению.

Соответствие классу точности проверяется сопоставлением номинальной нагрузки вторичной цепи с фактической нагрузкой от подключённых приборов.

Проверка по номинальному напряжению первичной обмотки осуществляется по формуле (6.1).

Проверка по классу точности осуществляется по следующей формуле:

$$S_{2ном} \geq S_{2р} \qquad (6.18)$$

где $S_{2ном}$ – номинальная вторичная нагрузка в классе точности, ВА;

$S_{2р}$ – расчётная нагрузка подключенная ко вторичной обмотке ТН, ВА.

Для установки на подстанции на1 10 кВ принимаем трансформатор ЗНОГ–110 – 66 У1 с мощностью вторичной обмотки 120 ВА в классе точности 0,5.

Мощность приборов подключаемых к ТН составляет 2,5 ВА (один Э377). Произведем проверку ТН.

Проверка по номинальному напряжению первичной обмотки:

$$U_c \leq U_{ном}$$

$$110 \leq 110 \ (кВ).$$

Проверка по классу точности:

$$S_{2ном} \geq S_{2р}$$

$$120 > 2{,}5 \ (ВА).$$

7 Технико-экономическое обоснование строительства и эксплуатации подстанции «Жаркент 2»

7.1 Цели разработки проекта

Основной целью данного проекта является покрытие дефицита электроэнергии в регионе, который обоснован развитием производства в регионе, в частности открытием новых промышленных предприятий.

Для реализации данного проекта, планируется строительство новой двухцепной воздушной линии электропередачи на напряжении 220 кВ, выполненной проводом АС400/51, а также новой понижающей подстанции с двумя автотрансформаторами мощностью 250 МВА каждый.

Новая линия и подстанция будут состоять на баланса АО «ТАТЭК». АО «Талдыкорганская акционерная транспортно–электросетевая компания» является региональной электросетевой компанией, осуществляющей передачу и распределение электрической энергии для 8 районов и 2 городов Талдыкорганского региона Алматинской области.

Основная деятельность: передача и распределение электрической энергии, ремонт и эксплуатация электрических сетей и подстанций по Талдыкорганскому региону

7.2 Анализ Рынка сбыта

На территории Панфиловского района находится 42 населенных пункта, а также проживает 125 тысяч человек. В регионе в последние годы быстро растет количество промышленных объектов, связано это в первую очередь с положением района, на границе с Китаем полным ходом идет строительство специальный экономической зоны и промышленных объектов связанных с перевозкой грузов, в том числе и автомобильный порт.

Ввиду отсутствия в регионе генерирующих станций и низкой пропускной способности действующих лений, проектируемая линия и подстанция способны решить вопрос электроснабжения всего региона.

Таблица 7.1 – Перспективные нагрузки региона.

Перспективные нагрузки, МВА	2020	2025	2035
	267	327	380

Прогноз спроса на электроэнергию осуществляется с помощью расчета потребности в энергии, который основан на анализе укрупненных удельных показателей потребления электроэнергии в сочетании с анализом влияния основных факторов, определяющих динамику этих показателей и формирующих спрос.

Энергоснабжающие организации (ЭСО), осуществляющие розничную поставку электрической энергии в определенном регионе (области, городе,

поселке), являются субъектами регулируемого рынка, занимающими монопольное или доминирующее положение на товарном рынке данного региона. В таблице 7.2 указаны существующие тарифы.

Таблица 7.2 – Действующие тарифы электросетевых компаний (ЭСК)

Тип электросетевой компании	2015
Тариф KEGOC	1,59 -2,64
Тарифы РЭКов	3,5 – 5,5
Торговая надбавка ЭСО	0,42-0,97

С учетом всех затрат на поставку электроэнергии и прибыли ЭСО отпускная цена (тариф) на электрическую энергию для конечных потребителей представляет собой сумму следующих составляющих:

- средневзвешенная стоимость единицы электрической энергии, приобретаемой ЭСО для энергоснабжения своих потребителей;
- стоимость услуг по передаче электрической энергии по передающим (национальным) электрическим сетям (АО «KEGOC»);
- стоимость услуг, оказание которых является неотъемлемой частью процесса снабжения электрической энергией потребителей (услуги АО «KEGOC» по технической диспетчеризации и организации балансирования производства-потребления электрической энергии, услуги АО «Казахстанский оператор рынка электрической энергии и мощности» по организации централизованных торгов электрической энергией);
- снабженческая (сбытовая) надбавка энергоснабжающей организации.

Для потребителей отпускные тарифы за 1 кВ/ч составляют: 15,06 тенге - физические лица, 20,13 тенге - юридические лица.

7.3 Расчет основных экономических показателей в ТЭО

7.3.1 Расчет капитальных вложений

Капитальные вложения в проектирование и строительство включают в себя различные составляющие: стоимость оборудования, монтажных работ и транспортных услуг. Кроме того учитываются затраты на строительство здания, сооружения и т.д.

Общая сумма капитальных вложений ($К_{общ}$) рассчитывается как:

$$К_{об} = К_{с+} К_{о} + К_{м} + К_{тр}, \text{ тыс. тенге,} \quad (7.1)$$

Проведодится расчет капитальных вложений для ВЛ длиной 400 километров, выполненной проводом АС-400.

Для нахождения полной стоимости на оборудование используем выражение:

$$K_{об} = L \cdot n \cdot C, \qquad (6.2)$$

где C - стоимость 1 км линии при номинальном напряжении линии 110 кВ на железобетонных опорах;

L - длина линии;

n - число параллельных линий.

Для получения полной стоимости ВЛ добавляют затраты, сопутствующие строительству, которые составляют:

1) 3,3% - временные здания и сооружения, при составлении расчетов по объектам комплексной реконструкции, технического перевооружения и расширения действующих зданий и сооружений, к указанной норме применяется коэффициент 0,8. $К_{вз}$=153млн тенге.

2) 5,0-6,0% - прочие работы и затраты. $К_{пр}$=232 млн тенге.

3) 2,6-3,18% - содержание службы заказчика-застройщика, строительный контроль. Величина процентной нормы определяется в зависимости от стоимости строительства.$К_{с}$=139 млн тенге.

4) 7,5-8,5% - проектно-изыскательские работы, затраты на проведение экспертизы проектной документации и авторский надзор (при осуществлении нового строительства - 8%). $К_{пир}$= 371 млн тенге.

5) 3% - непредвиденные затраты. $К_{нз}$= 139 млн тенге.

Таблица 7.3 – Капитальные вложения для ЛЭП

Составляющие затрат	Стоимость за 1 км	Всего, млн тенге
Оборудование, $К_{о}$	11,6	4640
Временные здания и сооружения, $К_{вз}$	3,3% от $К_{о}$	153
Прочие работы, $К_{пр}$	5% от $К_{о}$	232
Содержание службы заказчика-застройщика, $К_{с}$	3% от $К_{о}$	139
Проектно-изыскательские работы, $К_{пир}$	8% от $К_{о}$	371
Непредвиденные затраты, $К_{кз}$	3% от $К_{о}$	139
Итого, $К_{вл}$:		5674

Капитальные затраты для линии составляют 5674 млн тенге.

Для получения полной стоимости ПС к сумме стоимостных показателей ее основных элементов, добавляют затраты, сопутствующие строительству, которые исчисляются от этой суммы и составляют:

1) 1-1,3 % - временные здания и сооружения. $К_в$=13,74 млн тенге.

При составлении расчетов по объектам комплексной реконструкции, технического перевооружения и расширения действующих зданий и сооружений, строительстве последующих очередей на территории действующих предприятий или примыкающих к ней площадках к указанной норме применяется коэффициент 0,8;

2) 8,5-9,0% - прочие работы и затраты; $К_{пр}$= 123 млн тенге.

3) 2,6-3,18% - содержание службы заказчика-застройщика, строительный контроль. Величина процентной нормы определяется в зависимости от стоимости строительства; $К_с$=41,2 млн тенге.

4) 7,5-8,5% - проектно-изыскательские работы и авторский надзор (при осуществлении нового строительства - 8%). $К_{пир}$= 109,9 млн тенге.

Таблица 7.4 – Капитальные вложения для подстанции

Составляющие затрат	Стоимость	Всего, млн тенге
Оборудование	145	290
	76	456
	314	628
временные здания, $К_в$	1% от $К_о$	13,74
прочие работы, $К_{пр}$	9% от $К_о$	123
службы заказчика-застройщика, $К_с$	3% от $К_о$	41,2
проектно-изыскательские работы, $К_{пир}$	8% от $К_о$	109,9
Итого, $К_{пс}$		1661,8

Капитальные затраты на строительство ПС составляют 1661,8 млн тенге. Итого:

$$К_{об} = К_с + К_о = 7335 \text{ млн. тенге.}$$

Капитальные вложения всего проекта составляют 7335 млн. тенге.

7.3.2 Расчет ежегодных издержек

Издержки производства в условиях данного дипломного проектирования связаны с затратами на содержание подстанции, распределительных устройств и линий электропередач.

Передача и распределение электрической энергии связаны с частичной потерей при транспортировке по линиям электропередач и трансформации. Так как такие потери связаны с процессом передачи, их стоимость включается в состав ежегодных издержек на передачу электроэнергии.

$$И = И_{экс} + И_{пот}, \quad (7.3)$$

где $И_{экс}$ - суммарные затраты электросетевых хозяйств энергосистемы на эксплуатацию сетей, тенге/год;

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

Расчет затрат на ремонтно-эксплуатационное обслуживание сетей и подстанции производится по укрупненным показателям. Издержки на эксплуатацию сетей включают в себя издержки на амортизацию и издержки на обслуживание и ремонт.

$$И_{экс} = И_{ам} + И_{об/рем}, \quad (7.4)$$

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

Иоб/рем - издержки на обслуживание и ремонты (капитальный и текущие), тенге/год.

Ежегодные издержки на амортизацию в свою очередь определяются:

$$И_{ам} = \frac{a_{ам}}{100} \cdot К_{ЭС} \quad (7.5)$$

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

$К_{ЭС}$-общие капитальные вложения в строительство энергообъекта.

Амортизация энергообъектов определяется как оценка износа основного капитала за определенный период времени. На основе этой оценки происходит ежегодное списание части стоимости основных фондов, так называемые амортизационные отчисления. Они поступают в амортизационный фонд, который служит для возмещения износа основного капитала. Амортизационные отчисления зачисляются по нормам амортизации и по балансовой стоимости основных фондов.

Издержки на обслуживание и ремонты (капитальный и текущие) определяются так же как и издержки на амортизацию:

$$И_{об/рем} = \frac{a_{об/рем}}{100} \cdot К_{ЭС} \qquad (7.6)$$

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

Необходимые нормы отчислений на амортизацию рассчитаны, и являются справочными данными. Нормы отчислений на амортизацию подстанции данного типа принимаются 8 % в год.

Таким образом, годовые издержки на эксплуатацию подстанции «Жаркент 2» 220/110 кВ и ВЛ определяются:

$$И_{ам} = \frac{8}{100} \cdot 7335,8 = 586 \text{ млн. тенге/год;}$$

$$И_{об/рем} = \frac{5}{100} \cdot 1661,8 = 88,3 \text{ млн. тенге/год.}$$

Тогда суммарные издержки на линию и подстанцию по (7.2):

$$И_{экс} = 586 + 88,3 = 674,3 \text{ млн. тенге/год.}$$

Издержки, связанные с потерями энергии обусловлены непосредственно передачей и распределением электрической энергии по линиям электропередач и трансформации. Потери в трансформаторах происходят как в обмотке, так и в стали трансформатора. Потери электроэнергии распределяются на постоянные (которые не зависят от передаваемой мощности) и переменные (зависящие от передаваемой мощности). Издержки на потерю энергии рассчитываются по выражению:

$$И_{пот} = \Delta Э \cdot Ц_{пот} \qquad (7.7)$$

где$\Delta Э$ - величина потерь энергии, кВт·ч;

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

Стоимость потерь возмещается по курсу отпуска электроэнергии с ПТЭЦ-2 и составляет 7,15 тенге/кВт·ч. Годовые потери энергии в ЛЭП определяются выражением:

$$\Delta Э = \Delta P_{кор} \cdot 8760 + \Delta P_{max} \cdot \tau \qquad (7.8)$$

где $\Delta P_{кор}$ - среднегодовые потери мощности на корону, кВт;

ΔP_{max} - потери мощности при максимальной нагрузке, кВт;

8760 – число часов в году;

τ - годовое время максимальных потерь, определяется с учетом коэффициента мощности и времени использования максимума нагрузки.

Потери мощности на корону определяются по выражению:

$$\Delta P_{кор} = p_{уд.кор.} \cdot L. \quad (7.9)$$

где $p_{уд.кор.}$- потери мощности на корону на 1 км длины ЛЭП 110кВ, кВт/км,

L- длина ЛЭП, км.

Потери мощности при максимальной нагрузке определяются по выражению:

$$\Delta P_{max} = \frac{S_{max}^2}{U^2} \cdot \rho \cdot \alpha \cdot L, \quad (7.10)$$

где S_{max} - мощностьпри максимальной нагрузке, кВА;

U - напряжение линии, кВ;

ρ - удельное активное сопротивление линии, Ом/км;

α - коэффициент, учитывающий изменение сопротивления линии при температуре, отличной от 20 С°;

L - длина линии, км.

Перспективная нагрузка на проектируемой подстанции по Таблице 2.1 составит (28+j12), где активная мощность=28 МВт, реактивная мощность 12 МВт, полная мощность, соответственно, 30,46 МВт.

Потери мощности на корону:

$$\Delta P_{кор} = 0,07 \cdot 400 = 28 \text{ кВт}.$$

Потери мощности при максимальной нагрузке:

$$\Delta P_{max} = \frac{334^2}{220^2} \cdot 0,075 \cdot 1 \cdot 400 = 69 \text{ кВт}.$$

Таким образом, по формуле (6.6) годовые потери энергии в ЛЭП составят:

$$\Delta Э = 28 \cdot 8760 + 69 \cdot 2000 = 172865 + 245280 = 418145 \text{ кВт·ч}.$$

Рассчитываем переменные и постоянные потери для трансформаторов. Значения потерь в трансформаторах находятся по формулам:

$$\Delta Э_{Тр} = n \cdot (\Delta Px \cdot 8760 + \Delta Pк \cdot \tau) \quad (7.11)$$

где ΔP_X – потери холостого хода;

ΔРк – потери короткого замыкания;

τ -время максимальных потерь.

$$\Delta Э_{Тр} = 2 \cdot (145 \cdot 8760 + 520 \cdot 2500) = 5140400 \text{ кВт.}$$

Общие издержки на потери электроэнергии для подстанции и в ЛЭП составят:

$$И_{пот} = \Delta Э \cdot Ц_{пот.} = (5140400 + 418145) \cdot \cdot 7,15 = 61,684 \text{ млн. тенге/год}$$

Таблица 7.5 Сводная таблица издержек по подстанции и ЛЭП

Издержки эксплуатационные, млн. тенге		Издержки, связанные с потерями, млн. тенге		Сумма, млн. тенге
Подстанция	ВЛ	ВЛ	Трансформаторы	
		61,68		735,9
674,3				

Рассчитываем себестоимость. Себестоимость – полные издержки на производство продукции, работ, услуг, включая затраты на потребление средств и производства и оплату труда.

Полная себестоимость передачи электроэнергии по данным сетям энергосистемы определяется суммарными издержками, связанными с передачей и распределением электроэнергии, и количеством энергии отпущенной потребителю:

$$S = \frac{И}{Э_{год}} , \quad (7.12)$$

где И – суммарные издержки;

$Э_{год}$ - годовой объем переданной электроэнергии.

При этом полный объём передаваемой электроэнергии за год:

$$Э_{год} = P \cdot T_{max} \quad (7.13)$$

где Р – активная мощность потребителей, МВт

T_{max} – число использования максимума нагрузки, часов.

По формуле (7.13):

$$Э_{год} = 280000 \cdot 2500 = 700000 \text{ кВт·ч.}$$

Подставив полученные издержки на подстанции и ЛЭП по формуле (6.10) получаем себестоимость передачи электроэнергии:

$$S = \frac{735900000}{280000 \cdot 2500} = 1{,}05 \text{ тенге/кВт·ч.}$$

Таким образом, себестоимость передачи электроэнергии по новому участку ЛЭП через подстанцию 220 кВ «Жаркент 2» составит 1,05 тенге/кВт·ч.

Средний годовой объём передаваемой электроэнергии для подстанции «Жаркент 2» составит 700000 КВт·ч.

Рассчитаем стоимость переданной электроэнергии с тем расчётом что данная подстанция принадлежит РЭК и тариф на 2015 год (год ввода новой подстанции) составит 4,05 тенге/кВт·ч. Отнимем от данного тарифа себестоимость передачи электроэнергии по рассматриваемому участку, которая составит 1,05 тенге

Рассчитаем запланированную прибыль:

$$П = Э_{год}(T_{РЭК} - S) = 280000 \cdot 2500\left(4{,}05 - 1{,}05\right) = 2100 \text{ млн. тенге.}$$

С учётом налога на прибыль, который составляет 20%, чистая прибыль:

$$NPV = \left(7335\right) + 1326{,}18 = -6008{,}8 \text{ млн. тенге}$$

7.4 Показатели финансово-экономической эффективности инвестиций

Определяется срок окупаемости. Метод окупаемости состоит в расчете того времени, которое требуется для возвращения первоначальных вложений.

Срок окупаемости составит:

$$PP = \frac{I_C}{CF}, \tag{7.14}$$

где I_c - инвестиции;

CF– денежный поток, млн.тенге.

Для расчёта простого срока окупаемости необходимо рассчитать денежный поток, который состоит из чистой прибыли и издержек на амортизацию.

Также допускаем что для увеличения времени, которое требуется, чтобы инвестиция обеспечила достаточные поступления денег для возмещения

инвестиционных расходов, РЭК будет отпускать на эти цели 50% от ЧП. Тогда:

$$CF = 0,5 \cdot Ч_п + И_{ам} = 840 + 586 = 1426$$

Рассчитываем простой срок окупаемости по формуле (7.14):

$$PP = \frac{7335,8}{1426} = 5,14$$

Таким образом, срок окупаемости подстанции составит 5,14 лет, что является хорошим показателем подстанций данного типа.

Метод простого срока окупаемости показал, что инвестиции, вложенные в данный проект, окупятся за 5–6 лет. Данный метод является недостаточно точным, поэтому целесообразно рассчитать показатели по NPV. Ежегодные амортизационные отчисления в свою очередь состоят из отчислений на линию электропередач и отчислений на подстанцию и составляют 1426 млн. тенге.

Для определения NPV необходимо спрогнозировать величину финансовых потоков в каждый год проекта, а затем привести их к общему знаменателю для возможности сравнения во времени. Чистая приведенная стоимость определяется по формуле:

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

где I_o – инвестиции в данный проект, млн. тг.,

CF_t – поток наличности, млн. тг.,

r – ставка дисконтирования,

t – время реализации проекта, год.

Ежегодный денежный поток используется тот же, что и для расчета срока окупаемости без дисконтирования и составляет 1426 млн. тенге.

По методике расчет NPV ведется до его первого положительного значения. Если NPV больше нуля, то при данной ставке дисконтирования проект является выгодным для предприятия, так как создаваемый этим предприятием приток дохода превышают норму доходности в настоящий момент времени.

Рассчитывается IRR для $r = 7\%$, который принимается с учётом средней инфляции денег.

$PV = 1426 \cdot 0,93 = 1326,18$ млн. тенге;

$$NPV = (7335) + 1326,18 = -6008,8 \text{ млн. тенге.}$$

Остальные значения вычислены аналогичным образом и сведены в таблицу 7.6.

Таблица 7.6 - Расчет NPV и IRR

Год	Денежный поток CF, млн.тенге	$1/(1+r)^n$	PV	Текущая стоимость, млн. тенге
0	-7335			-7335
1	1426	0,93	1326,18	-6008,8
2	1426	0,87	1240,6	-4768,18
3	1426	0,82	1169,32	-3598,68
4	1426	0,76	1083,76	-2514,92
5	1426	0,71	1012,46	-1502,46
6	1426	0,66	941,16	-561,3
7	1426	0,62	884,12	322,82

Из приведенных расчетов видно, что срок окупаемости инвестиций составит 7 лет. При этом PV=7657,6.

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

$$PI = (\sum_{t-1}^{n} \frac{PV_t}{(1+r)^t}) / K_0 \qquad (7.16)$$

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 показателем. PI следует считать уже по времени расчета t, когда NPVположительный.

$$PI = (\sum_{t-1}^{n} \frac{7657,6}{0.62}) / 7335 = 1.683$$

Так как PI>1 (1,683>1), то проект прибыльный и его следует принять.

IRR служит индикатором уровня риска по проекту – чем больше IRR превышает принятый фирмой барьерный коэффициент, тем больше запас прочности проекта и тем менее страшны ошибки при оценке денежных поступлений. IRR при NPV=0 – проект не обеспечивает роста ценности фирмы, но и не ведет к ее снижению. Этот коэффициент дисконта (R= 1: (1+r)n) разделяет инвестиции на приемлемые и невыгодные. IRR сравнивают с

тем уровнем окупаемости вложений, которые фирма выбирает для себя с учетом того, по какой цене сама получила капитал для инвестирования и какой чистый уровень прибыльности хотела бы иметь при его использовании (барьерный коэффициент):

$$\sum_{1}^{0} \frac{CF_n}{(1+IRR)^n} - I_0 = 0 \qquad (7.17)$$

Тогда согласно формуле (7.17):

$$IRR = 8{,}68\ \%$$

Делаем вывод что проект строительства подстанции 220 кВ и ЛЭП являются экономически целесообразным и прибыльным.

8 Безопасность жизнедеятельности

8.1 Анализ условий труда на подстанции.

На спроектированной подстанции устанавливаются два силовых автотрансформатора АТДЦТН 250000/220/110, открытое распределительное устройство ОРУ 110 кВ, с двумя рабочими и одной обходной системой шин. Схема подстанции указана на рисунке 8.1.

На подстанции установлены трансформаторы, выключатели, разъединители, предохранители, ОПН, а также установки релейной защиты, которые предназначены для защиты оборудования от токов КЗ. Релейная защита защищает оборудование от поломок, которые в свою очередь могут вызвать аварийные ситуации. Одним из видов аварии является воспламенение трансформатора, из-за большого количества масла, которое в свою очередь выступает как горючее вещество. На проектируемой подстанции устанавливаются элегазовые выключатели, которые практически не представляют пожарной опасности. В настоящее время для предотвращения распространения и оперативного тушения пожара устанавливают автономные системы.

Не менее важной задачей для поддержания надежности сетей и линий электропередач является борьба с гололедом образующемся на проводах. Ледяная корка покрывающая провода в холодные времена года, может привести к падению опор, и как следствие к длительным перебоям в электроснабжении. Для установления появления гололеда на проводах регулярно проводятся облеты линий.

8.2 Перечень оборудования

Основное оборудование ВЛ-220 кВ:

- провода ВЛ;
- грозозащитные тросы;
- железобетонные опоры;
- изоляторы;
- линейно-подвесная арматура.

Основное оборудование ОРУ-220 кВ ПС-220/110 кВ «Жаркент 2»:

- силовые автотрансформаторы однофазного исполнения АТДЦТН – 250000/220/110 кВ;
- разъединители I,II и обходной системы шин;
- трансформаторы тока 110кВ;
- трансформаторы напряжения 110кВ;
- элегазовые выключатели;
- гибкая ошиновка ОРУ-220 кВ;
- конденсаторы связи;
- линейные порталы;

- ячейки ввода, КРУ.

Компоновка подстанции представлена в виде главной электрической схемы подстанции.

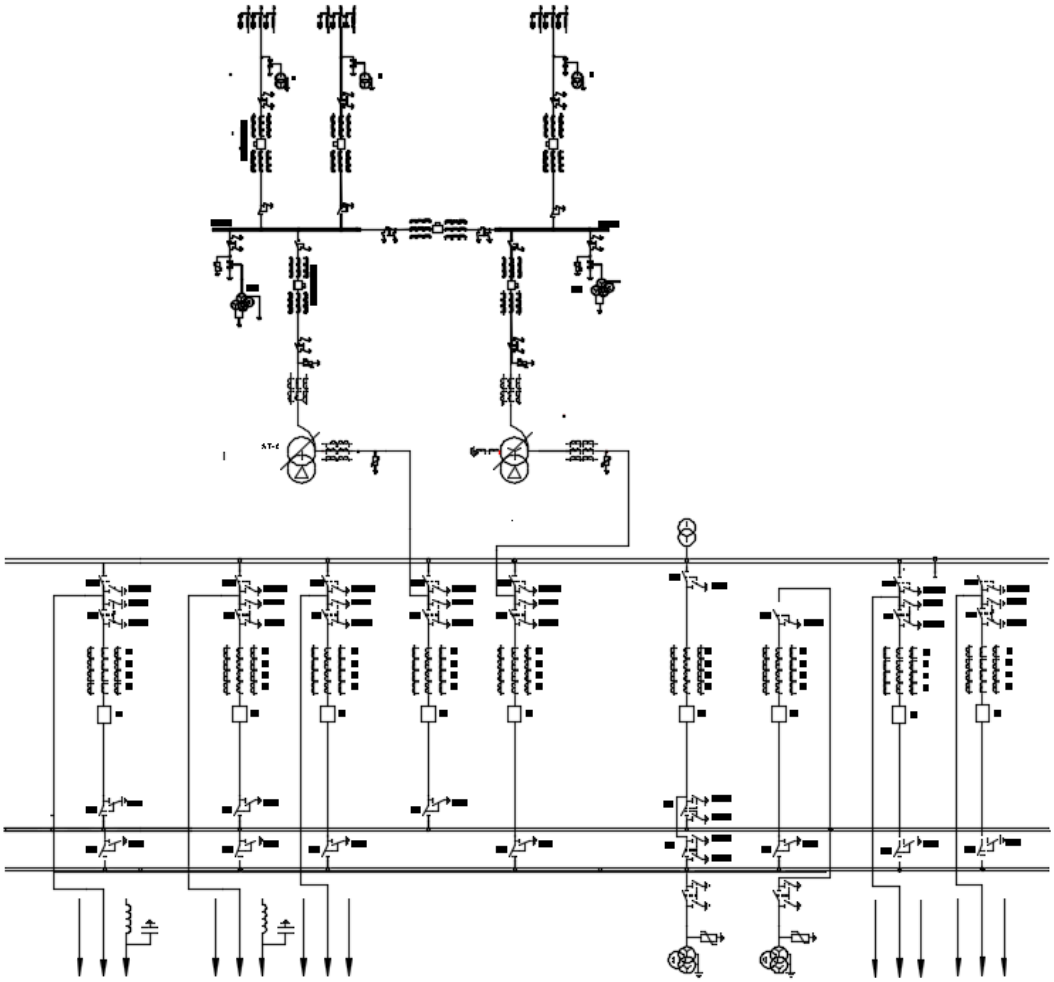


Рисунок 8.1 – Компоновка подстанции Жаркент 2

8.3 Пожарная безопасность подстанции «Жаркент 2»

Пожарная опасность трансформаторов с масляным охлаждением велика из-за большого количества в них трансформаторного масла. Значительно увеличивает пожарную опасность старение масла, которое сильно снижает его изолирующие свойства, т. е. способствует пробою изоляции, который может привести к образованию в масле мощных искр и дуги. При повреждениях или возникновении электрической дуги масло, нагреваясь, подвергается термическому разложению (крекингу) на газообразные составы. В таких случаях из масла выделяется метан, водород, этилен, ацетилен и др. Эти газы в смеси с воздухом образуют взрывоопасные смеси, которые могут взорваться под действием электрической дуги или мощных электрических искр.

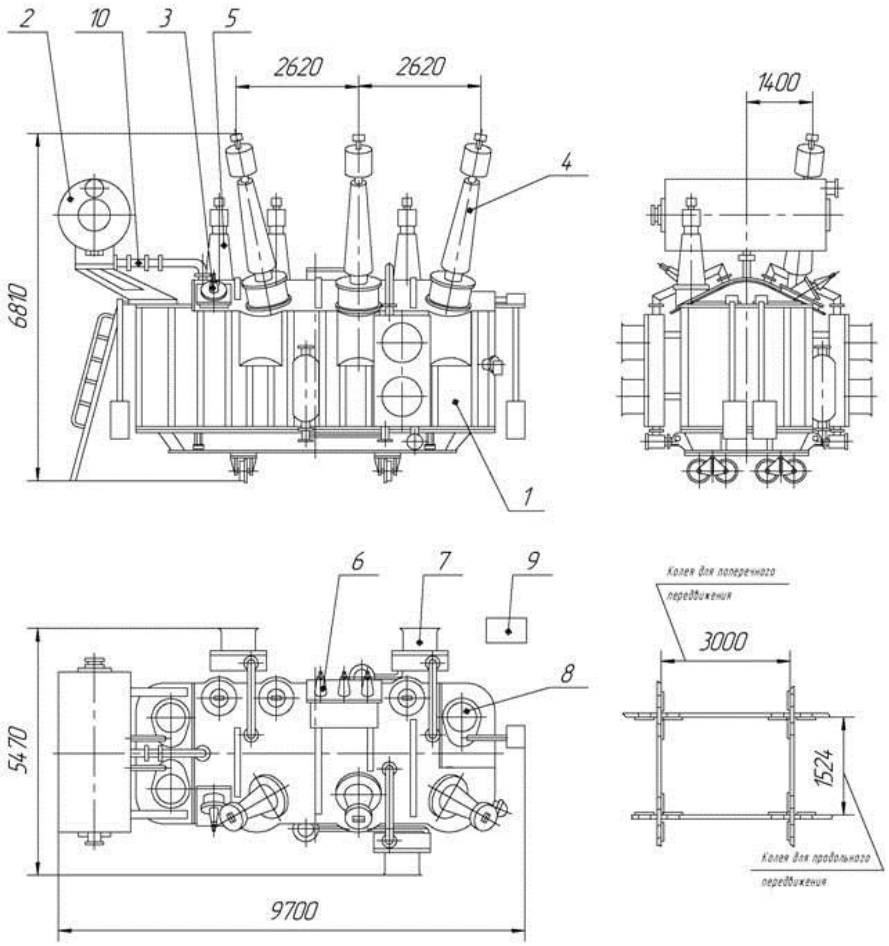


Рисунок 8.2 Автотрансформатор типа АТЦДТН – 250000/220/110

Пожары в электроустановках обычно сопровождаются значительным отделением дыма, газообразных продуктов, разложения изоляции, масла, кабельной мастики.

Для предупреждения электропоражений до начала тушения пожара необходимо снять напряжение с электроустановки. Если это невозможно, то допускается тушение пожара электрооборудования, находящегося под напряжением, но с соблюдением особых мер электробезопасности.

При тушении пожара электрооборудования под напряжением соблюдаются следующие правила:

1) руководителем тушения пожара является старший командир подразделения, и до его прибытия – старший из числа дежурного электротехнического персонала или ответственный за электрохозяйство.

2) отключение присоединений на которых горит оборудование производится дежурным электроперсоналом без предварительного разрешения вышестоящего лица, с уведомлением его после окончания операций отключения;

3) тушение компактными и распыленными струями воды допускается в открытых для обзора ствольщика ЭУ и кабеля напряжением до 10 кВ. при этом ствол заземляется, и ствольщик должен работать в диэлектрических перчатках и ботах, стоять не ближе 3, 5 м от очага пожара при диаметре

спуска ствола – 13 мм при напряжении до 1 кВ включительно и 4, 5 м – до 10кВ. При диаметре спрыска ствола 19 мм эти расстояния увеличиваются соответственно до 4 и 8 м.

4) нельзя применять для тушения морскую или сильно загрязненные воду, пену;

5) при тушении кабелей в туннелях, каналах под напряжением выше 1кВ ствольщик должен направить струю воды через дверной проем или люк.

Пожар электроустановок со снятым напряжением допускается любыми средствами и веществами, включая воду.

Для тушения пожаров применяют различные огнегасительные вещества, которые подразделяются на: жидкие, газообразные и твердые.

8.4 Расчет количества пеногенераторов и пены для тушения трансформатора

В качестве противопожарного устройства при возможном возгорании трансформаторного масла типа «Масло селективной очистки» вследствие перенапряжения, либо при коротком замыкании в трансформаторе подстанции Жаркент 2, примем установку автоматического пеногенератора. Схема автоматического пеногенератора приведена на рисунке 8.3.

Автоматическая установка воздушного тушения имеет:

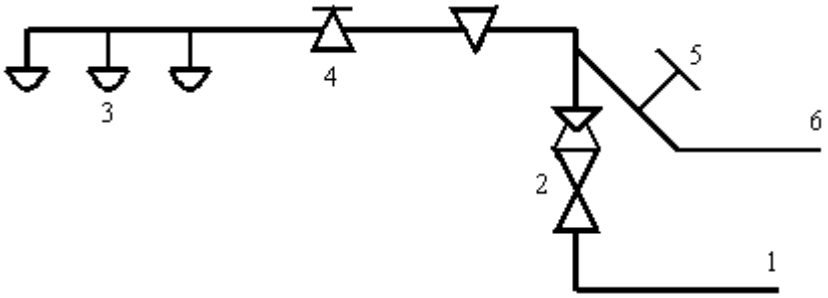
- источник воды для обеспечения водой во время тушения;
- водопитатель для подачи воды под соответствующим напором;
- пенопитатель с дозатором;
- контрольно-пусковое устройство, контролирующее готовность установки к действию, включающее ее в работу и подающее сигнал о пожаре;
- сеть трубопроводов для транспортирования водного раствора пенообразователя к генераторам, которые превращают раствор пенообразователя в воздушно механическую пену и распределяют ее в местах возникновения пожара;
- пожарные извещатели, реагирующие на физико-химические факторы пожара.

В каждом конкретном случае требуется соответствующее обоснование выбора эффективности применения пены того или иного качества и соответствующее экономическое обоснование принятой системы пожаротушения.

Воздушно-механическая пена представляет собой смесь воздуха (90%), воды (9,7%) и пенообразователя (0,3%) характеристикой пены является кратность – отношение объема полученной пены к объему исходных веществ

Первоочередной задачей при проектировании автоматических пенных установок является определение необходимого количества пены для пожарной защиты. Основным показателем в оценке эффективности тушения пены определятся ее удельный расход. При тушении происходит увеличение

слоя пены, подаваемой генератором, и одновременное ее разрушение на поверхности горючего и в его пламени.



1 – водопитатель, 2 – контрольно-пусковое устройство, 3 – генератор пены, 4 –пожарный извещатель; 5 - дозатор пенообразователя, 6 – пенопитатель.

Рисунок 8.3 – Автоматическая установка водопенного тушения.

Продолжительность тушения пожара зависит от удельного расхода раствора пенообразователя

В результате проведенных исследований выведена эмпирическая формула для определения удельного расхода раствора пенообразователя ПО - для I=0,1- 0,7 при тушении легковоспламеняющихся жидкостей пеной..

Удельный расход (интенсивность подачи) 4 %-ного водного раствора пенообразователя:

$$I = 0{,}08 + \frac{6}{\tau_T - 30},\ \text{л/см}^2 \qquad (8.1)$$

где:

τ_T -продолжительность тушения, с. Для трансформаторного масла принимаю τ_T =60 с.

Тогда

$$I = 0{,}08 + \frac{6}{60 - 30} = 0{,}28\ \text{л/см}^2$$

2) Объем раствора пенообразователя для установок:

$$W_П = I \cdot F \cdot \tau_T \cdot \varepsilon,\ \text{л} \qquad (8.2)$$

где F – защищаемая установкой площадь, м^2.

E – коэффициент запаса, принимаемый равным от 1,1 до 2. Защищаемой площадью является верхняя часть трансформатора, которая составляет 11 м.

Защищаемой площадью является верхняя часть реактора, которая составляет 11 м^2.

$$W_П = 0,28 \cdot 11 \cdot 60 \cdot 1,1 = 203,3, \text{л}$$

3) Расчетный расход определяют из условия создания требуемой зоны или объема пены на защищаемом объекте:

$$Q = \frac{W_П \cdot 10^3}{\tau_Т \cdot K \cdot \eta}, \quad \text{л/с} \tag{8.3}$$

где K – кратность пены;

η - коэффициент разрушения пены.

Кратность пены принимаю равным 100, коэффициент разрушения пены для интенсивности 0,28 принимают равной 0,44 для трансформаторного масла.

$$Q = \frac{203,3 \cdot 10^3}{60 \cdot 100 \cdot 0,44} = 77 \text{ л/с}$$

4) Исходя из расчетного расхода выбирают количество пеногенераторов. Выбираю мощные пеногенераторы эжекционного типа ПВГ-2000 с расходом раствора пенообразователя $Q_{уд}$ равным 20 л/с. Следовательно их число составит:

$$N = \frac{Q}{Q_{уд}}, \text{ шт} \tag{8.4}$$

$$N = \frac{77}{20} = 4 \text{ шт}$$

В таблице 8.1 приведены технические параметры пеногенератора ПВГ-2000. На рисунке 8.4 показана схема пеногенератора, а на рисунке 8.5 план размещения пеногенераторов.

Таблица 8.1 – Технические параметры пеногенератора ПВГ-2000

Расход раствора пенообразователя в л/с	20
Производительность по пене в $м^3$/мм	2000
Дальность струи пены в м	6-8
Длина пеногенератора в мм	1580
Диаметр сопла в мм	380
Вес пеногенератора в кг	25
Кратность пены	70-100

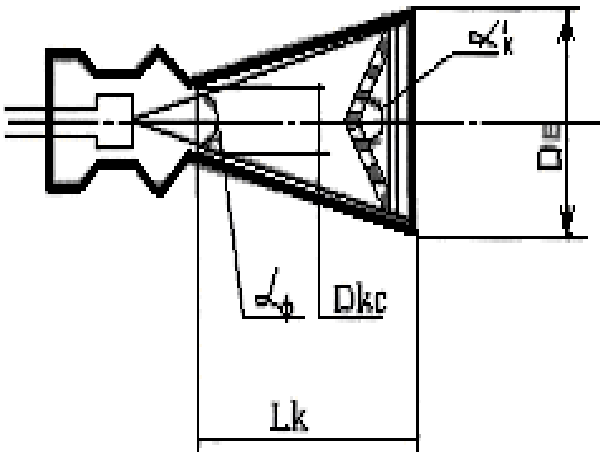


Рисунок 8.4 – Схема пеногенератора

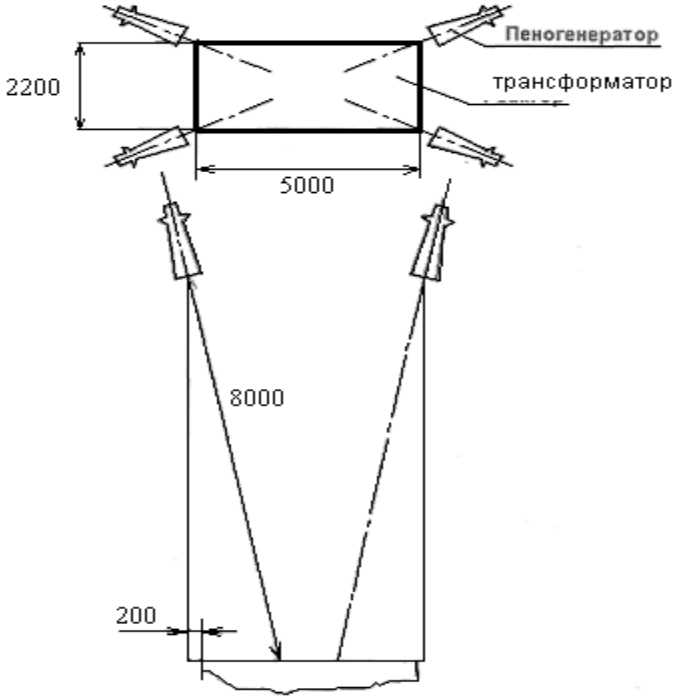


Рисунок 8.5 – План установки пеногенераторов

8.5 Выбор оптимального сечения грозозащитного троса для линии

Грозовой тросовый молниеотвод – служит для защиты проводов ЛЭП от прямых ударов молнии, благодаря заземлению прямой удар молнии не наносит большого ущерба. Грозовые молниеотводы подвешивают над основными проводами фазы и заземляют (жёстко или через искровой промежуток) у каждой опоры. В основном грозозащитные тросы выполняются из стальных оцинкованных проволок. Защищённость провода ЛЭП зависит от угла защиты α (см. рисунок 8.6).

При α ≤20° поражение молнией становится маловероятным. В линиях на металлических опорах с напряжением 220 кВ в климатических зонах, соответствующих 20 и более грозовых часов в году (что полностью соответствует условиям данного дипломного проектирования) грозозащитный провод предусматривается по всей длине линии электропередач.

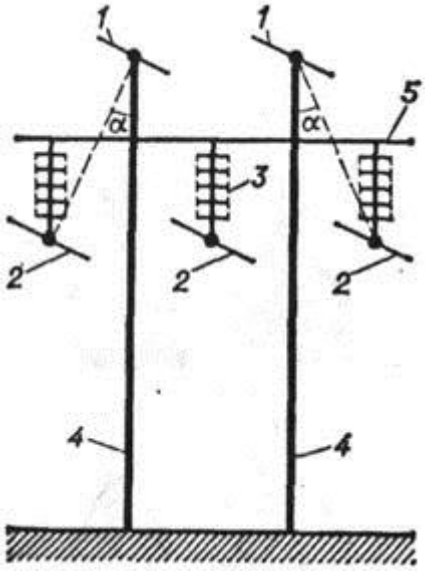


Рисунок 8.6 Промежуточная опора линии электропередачи: 1 - грозозащитные тросы; 2 - провода; 3 - гирлянды изоляторов; 4 - стойки опоры; 5 - траверса опоры; α - угол защиты

По [4] , В качестве грозозащитных тросов применяются стальные канаты, изготовленные из оцинкованной проволоки для особо жестких агрессивных условий работы (ОЖ) и по способу свивки нераскручивающиеся (Н) сечением не менее:

- 35 мм^2 - на ВЛ 35 кВ без пересечений;
- 35 мм^2 - на ВЛ 35 кВ в пролетах пересечений с железными дорогами общего пользования и электрифицированными в районах по гололеду I-II;
- 50 мм^2 - в остальных районах и на ВЛ, сооружаемых на двухцепных и многоцепных опорах;
- 50 мм^2 - на ВЛ 110-150 кВ;
- 70 мм^2 - на ВЛ 220 кВ и выше.

То есть для проектируемой линии 220 кВ, по условиям продолжительности грозовых часов и требованиям ПУЭ, выбирается стальной канат сечение 70 мм^2.[4]

8.6 Расчет молниезащитного устройства ПС «Жаркент 2»

Продолжительность грозовых часов в Панфиловском районе составляет 40-60 часов. По ПУЭ, грозозащитные тросы применяются для напряжения 220 кВ на железных опорах в том случае, если среднегодовая продолжительность грозовых часов превышает 20 часов

Молниезащита – совокупность защитных устройств, которые служат для обеспечения безопасности людей, сохранность сооружений, оборудования и материалов от возможных взрывов, загораний и разрушений, возникающих при воздействии молнии и других проявлений атмосферного электричества.

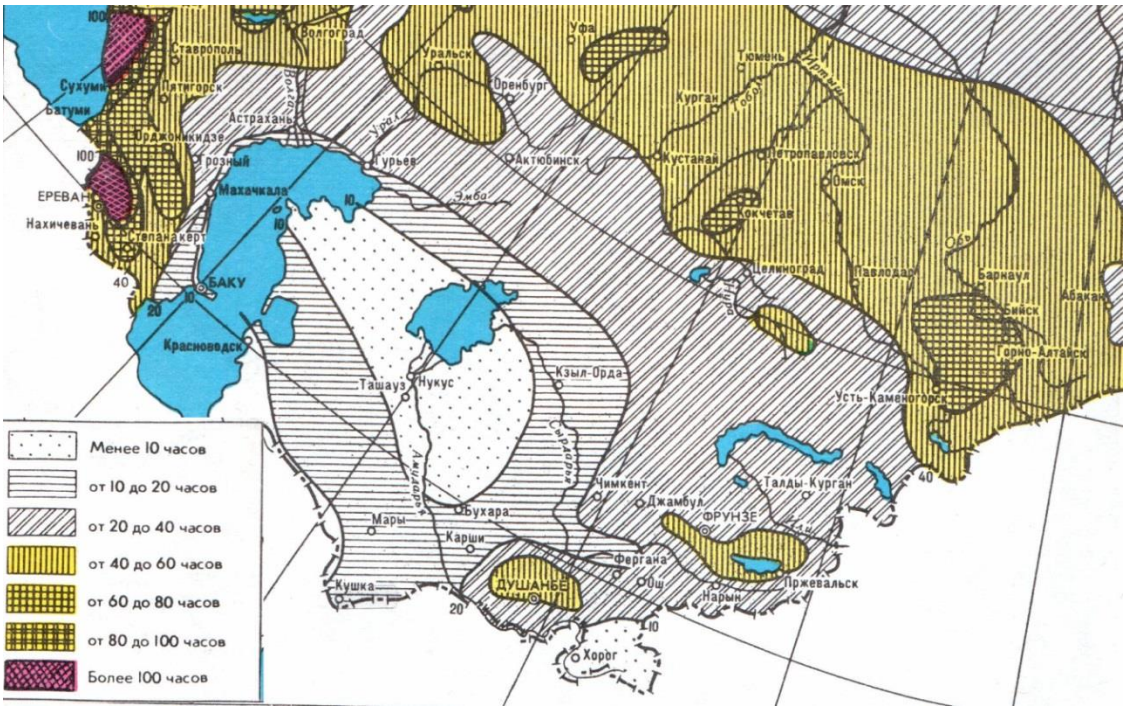


Рисунок 8.7 Карта среднегодовой продолжительности гроз

На подстанциях 6-500 кВ (в том числе ПС 220кВ) трансформаторы, ОРУ, ЗРУ маслохозяйство и другие взрывоопасные и пожароопасные сооружения проектируются с защитой от прямых ударов молнии. В зданиях и сооружениях, имеющих металлическую кровлю, достаточно заземлить металлические части. ОРУ защищаются стержневыми молниеотводами. Полное сопротивление заземлителя не должно превышать 80 Ом.

Защита изоляции от прямых ударов молнии осуществляется установкой молниеотводов на прожекторной мачте высотой 36 м. Территория подстанции относится зоне защиты Б.

Область защиты двойного стержневого молниеотвода определяется по следующим формулам:

Высота начала зоны защиты молниеотвода:

$$h_0 = 0{,}85h\,, \tag{8.5}$$

где h = 35 м – высота молниеотвода.

$$h_0 = 0{,}85 \cdot 36 = 30{,}6\ м\,.$$

Границы зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = 1{,}5h, \tag{8.6}$$

$$r_0 = 1{,}5 \cdot 36 = 54\ м.$$

Границы зоны защиты на высоте h_x = 5,85 м – максимальной высоты основного оборудования подстанции:

$$r_x = 1{,}5\left(h - \frac{h_x}{0{,}92}\right) \tag{8.7}$$

$$r_x = 1{,}5\left(36 - \frac{5{,}85}{0{,}92}\right) = 44{,}47м$$

Предусматривается растекание тока молнии по магистралям заземления в нескольких направлениях, а также установка 2 вертикальных электродов длиной 5 м для каждого молниеотвода.

Зоны защиты молниеотвода, соотнесенные с генеральным планом подстанции, показаны на Рисунке 8.8.

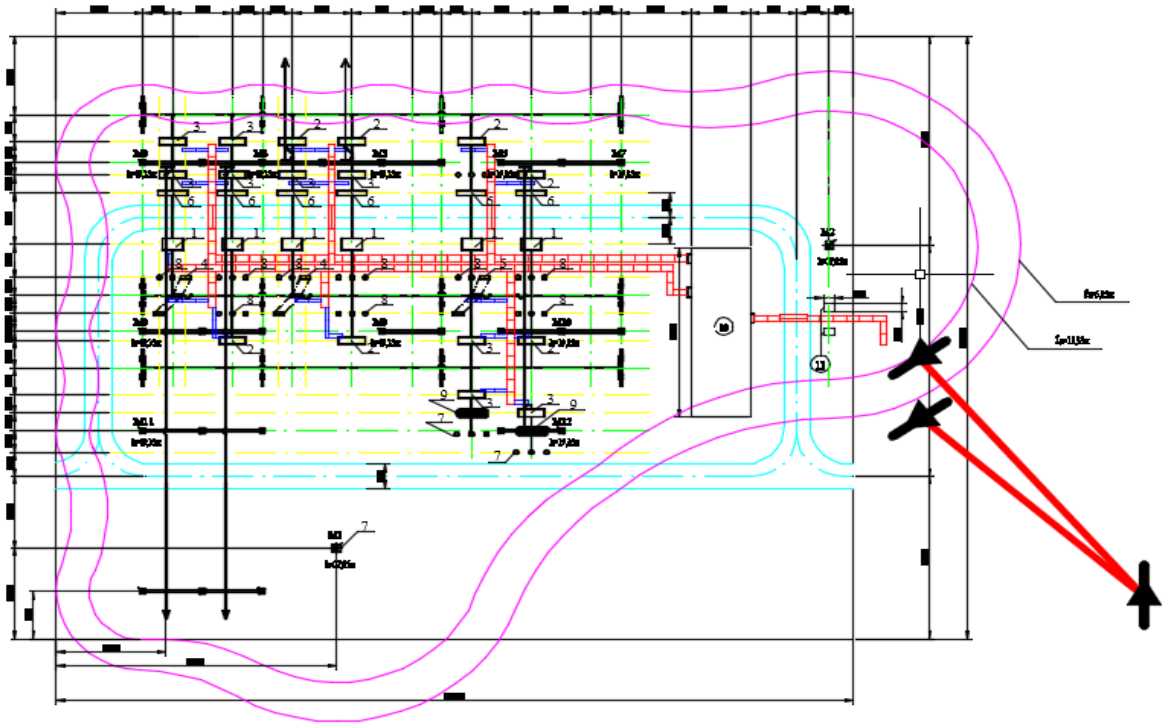


Рисунок 8.8 – Зона защиты молниеотвода в зависимости от высоты

8.7 Расчет заземляющего устройства ПС «Жаркент 2»

Заземление оборудования является важным фактором безопасности. Заземляющее устройство является одним из средств защиты персонала в помещении от возникновения искры, от напряжения, возникающего на металлических частях оборудования, нормально не находящихся под напряжением, но могущих оказаться под ним при повреждении изоляции.

Для предотвращения возможности возникновения потенциала на корпусе оборудования его заземляют путём надёжного присоединения к контуру заземления.

Заземлению подлежат:

- нейтрали трансформаторов, подлежащих заземлению в соответствии с принятой системой рабочего заземления;
- разрядники и молниеотводы;
- металлические части электрического оборудования, нормально не находящиеся под напряжением, но могущие оказаться под напряжением при повреждении изоляции, например основания и кожухи электрических машин, трансформаторов, аппаратов, токопроводов, металлические конструкции РУ, ограждения и т.п.;
- вторичные обмотки измерительных трансформаторов;
- металлические щиты и пульты всех назначений, на которых устанавливаются приборы, аппараты и другие средства автоматизации, а также металлические конструкции для установки электрических приборов и кнопок управления.

Произведем расчёт заземляющего устройства подстанции:

Для условий проектирования требуемая величина сопротивления заземляющего устройства 0,5 Ом, для ее обеспечения необходимо монтировать искусственные заземлители.

Удельное сопротивление грунта в соответствии с данными изысканий ρ = 50 Ом/м на глубине до 10 м, глубина промерзания суглинка 210 см.

Принимаются заземлители из электродов диаметром 12 мм длиной 10 м, для связи используется стальная полоса сечением 40х4 мм^2. Предварительно с учетом площади, занимаемой объектом, намечаем расположение заземлителей по периметру.

Определяем сопротивление стеканию тока горизонтального заземлителя (соединительной полосы):

$$R_{г} = \frac{\rho}{2\pi l} \cdot ln\frac{2l^2}{b \cdot t} \qquad (8.8)$$

где ρ – удельное сопротивление грунта;

l – длина контура;
b – ширина полосы;
t = 0,7 м – глубина заглубления полосы от уровня земли.

$$R_г = \frac{50}{2\pi \cdot 273,4} \cdot ln\frac{2 \cdot 273,4^2}{0.04 \cdot 0,7} = 0,2786 \text{ Ом}.$$

Требуемое сопротивление вертикальных заземлителей:

$$R_в = R_и - R_г, \qquad (8.9)$$

где $R_и$ – требуемое сопротивление искусственного заземлителя.

$$R_в = 0,5 - 0,2786 = 0,2214 \text{ Ом},$$

Определяется сопротивление стеканию тока одного вертикального заземлителя:

$$R_{во} = \frac{\rho}{2\pi(l\text{-}0.5)} \cdot \left(ln\frac{2(l\text{-}0.5)}{d} + 0,5ln\frac{4(h+0,5l)+(l\text{-}0,5)}{4(h+0,5l)\text{-}(l\text{-}0,5)} \right) \qquad (8.10)$$

где l – длина электрода;
d – диаметр электрода;
h – глубина промерзания грунта.

$$R_{во} = \frac{50}{2\pi(10\text{-}0,5)} \cdot \left(ln\frac{2(10\text{-}0.5)}{0,012} + 0,5ln\frac{4(2,1+0,5 \cdot 10)+(10\text{-}0,5)}{4(2,1+0,5 \cdot 10)\text{-}(10\text{-}0,5)} \right) = 6,463 \text{Ом}$$

Необходимое число электродов:

$$N = \frac{R_{во}}{R_в} \qquad (8.11)$$

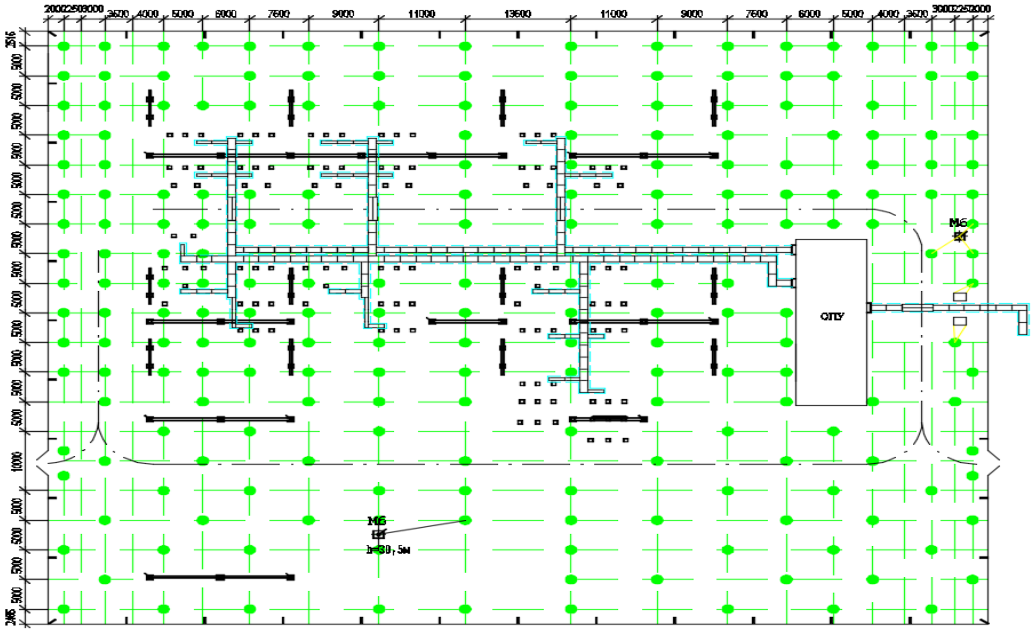
$$N = \frac{6,463}{0,2214} = 29,2$$

Принимаем N = 30. Размещаем электроды по контуру заземляющего устройства с тем расчетом, чтобы расстояние между электродами было больше длины электрода.

Дополнительно к контуру на территории подстанции устраиваем сетку из продольных полос, расположенных на расстоянии 0,8 – 1 м от

оборудования, с поперечными связями через каждые 30 м, для выравнивания потенциалов у входов и въездов, а также по краям контура прокладываем углублённые полосы.

Расчетное сопротивление заземляющего устройства 0,494 Ом. Размещение вертикальных и горизонтальных заземлителей показано на Рисунке 8.10.



.Рисунок 8.9 - Размещение вертикальных и горизонтальных заземлителей

Заключение

В данном дипломном проекте была рассмотрена тема «Электроснабжение Панфиловского района». В ходе выполнения был произведен анализ существующей сети, географический анализ района, анализ перспективной сети, а также рассмотрены все потребители электрической энергии в районе.

В ходе изучения района установлено увеличение промышленных мощностей, в связи с развитием международного сотрудничества с соседними государствами, в области транспорта и логистики.

Анализ существующий сети Панфиловского района показал, что в целом электроснабжение производится линиями на напряжении 110 кВ. По маленьким населенным пунктам электроэнергия доставляется линиями напряжении 35 кВ.

В ходе всего изученного по данному региону, принимается решение строительство новой линии на напряжении 220 кВ и подстанции. Обоснованием строительства является увеличение мощностей действующих потребителей, а также ввод новых нагрузок, вызванных строительством новых объектов. Существующие линии района не могут покрыть создавшийся дефицит электрической энергии из-за низкой пропускной способности линий.

Для проектирования новой подстанции были рассмотрены все вариант электроснабжения Панфиловского района, и был выбран самый надежный и экономический выгодный вариант. Для данного варианта были выбраны марки проводов и трансформаторов, с учетом всех технических требований.
Также был произведен расчет режимов в программе RASTR, по итогам которого установлено, что выбранные элементы сети и схема подключения соответствует требованиям для электрических сетей.

В целях полного обоснования данного проекта был проведен экономический расчет срока окупаемости, капитальных вложений и издержек. По итогам расчета сделан вывод об экономической рентабельности проекта.

Перечень используемых терминов и принятых сокращений

ПС	-	Подстанция
А	-	Ампер
В	-	Вольт
Ом	-	Ом
Гц	-	Герц
ВА	-	Вольт-ампер
Вт	-	Ватт
вар	-	Вар
кВтч	-	кВт-часы
ВЛ	-	Линия электропередач
РУ	-	Распределительное устройство
ОРУ	-	Открытое распределительное устройство
ЗРУ	-	Закрытое распределительное устройство
Т	-	Трансформатор
АТ	-	Автотрансформатор
ВН	-	Высокое напряжение
СН	-	Среднее напряжение
НН	-	Низкое напряжение
СЭЗ	-	Специальная экономическая зона
МЦПС	-	Международный центр приграничного сотрудничества
ЭДС	-	Электродвижущая сила
Z	-	Полное сопротивление
R	-	Активное сопротивление
X	-	Реактивное сопротивление
К.З.	-	Короткое замыкание
W	-	Линия электропередач
ОПН	-	Ограничитель перенапряжений
ТА	-	Трансформатор тока
TV	-	Трансформатор напряжения
ПУЭ	-	Правила устройств электроустановок
СНиП	-	Санитарные нормы и правила
ГОСТ	-	Государственная система стандартов
УРОВ	-	Устройство резервирования отказа выключателя
РР	-	Срок окупаемости
РМЦ	-	Ремонтно-механический цех
УЗО	-	Устройство защитного отключения
АО	-	Акционерное общество
др	-	Другие
изд	-	Издание
тыс.	-	Тысяча
млн.	-	Миллион

Список литературы

1. Балахов Ю.Н. Проектирование схем электроустановок: Учебниое пособие. – МЭИ 2009 год.
2. Справочник по проектированию электрических сетей/ Под ред. Д.Л. Файбисовича, 2009.
3. Соколов С.Е., Сажин В.Н., Генбач Н.А. Электрические сети и системы. Учебное пособие.- АУЭС, 2010
4. Правила устройства электроустановок Республики Казахстан, от 20 марта 2015
5. Жакупов А. А., Валиева Л. Ш., Соколова И. С. Экономика отрасли. Конспект лекций для студентов специальности 5В071800 – Электроэнергетика - Алматы: АУЭС, 2013. – 50 с.
6. Соколов С.Е., Сажин В.Н., Генбач Н.А. Электрические сети и системы. Учебное пособие.- АУЭС, 2010
7. Соколов С.Е, Сажин В.Н, Н.А. Генбач Н.А. Электрические сети и системы. Конспект лекций. (для студентов специальности 5В071800-Электроэнергетика) – Алматы: АУЭС, 2015.
8. Справочник по проектированию электроэнергетических систем/ Под ред. С.С.Рокотяна и И.М.Шапиро. - М.:Энергоатомиздат,1985.
9. http://www.centralasia-biz.com/cabiz/kazahstan/industry/abt_industry_kz.htm
10. https://primeminister.kz/page/article-85\
11. http://www.kegoc.kz/ru/o-kompanii
12. http://forca.com.ua/knigi/navchannya/glavnye-shemy-elektrostancii-i-podstancii.html
13. http://www.rastrwin.ru/rastr/anno/index.php

Приложение А

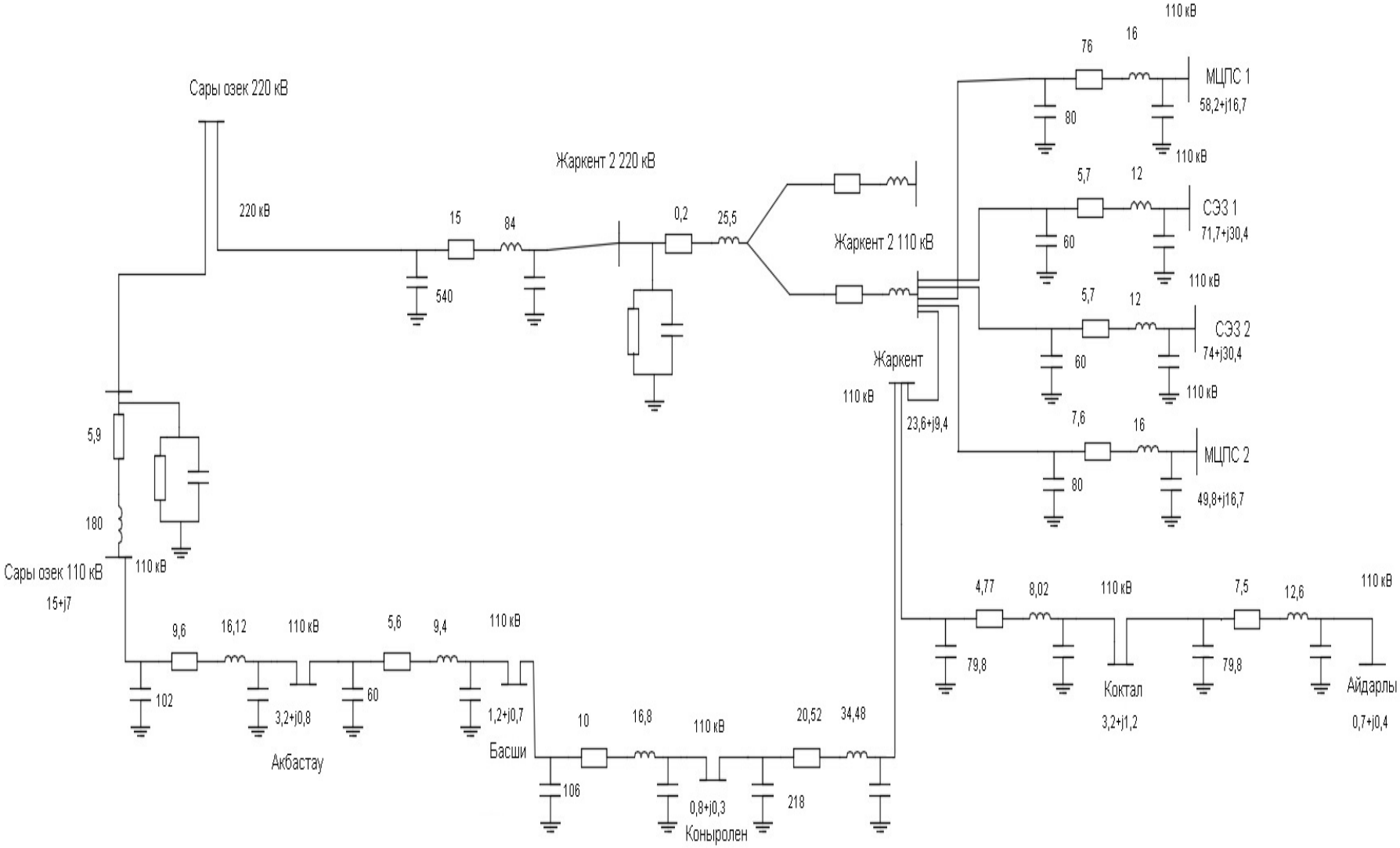


Рисунок А-1-Схема замещения электрической сети Панфиловского Района