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

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: Развитие распределительных сетей 110кВ Жезказганской области

Специальность 5В071800 – Электроэнергетика

Выполнил (а) Ильманшев Ж.Ж. ЭСС-12-2
(Фамилия и инициалы) группа

Научный руководитель доцент Тенбаев К.Т.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Консультанты:
по экономической части:
к.э.н., доцент Ванчева Л.Ш.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «23» мая 2016 г.
(подпись)

по безопасности жизнедеятельности:
д.т.н., профессор Досебаев М.Ж
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «30» мая 2016 г.
(подпись)

Нормоконтролер: ст.пр. Соколова И.С
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «13» 06 2016 г.
(подпись)

Рецензент: _____
(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 факультет
Специальность Электрические сети и системы
Кафедра Электрические станции, сети и системы

ЗАДАНИЕ
на выполнение дипломного проекта

Студент Ильясов Жалгас Жаксылыкович
(фамилия, имя, отчество)

Тема проекта Развитие распределительных сетей 110 кВ Жамбылской области

утверждена приказом ректора № 148 от «19» 10 2016 г.
Срок сдачи законченной работы «___» _____ 20___ г.
Исходные данные к проекту требуемые параметры результатов проектирования (исследования) и исходные данные объекта
1 Карта-схема электрических сетей Жамбылской обл.
2 Географическая характеристика Кызылординской обл.
3 Сведение о нагрузках
4 Сведения об источниках питания
5 Числа часов использования максимум нагрузки.

Перечень подлежащих разработке дипломного проекта вопросов или краткое содержание дипломного проекта:
1 Анализ состояния существующей схемы сети Кызылординской обл.
2 Анализ обоснования проектирования ВЛ 110кВ подстанции «Коктем» 110-10 кВ с учетом перспективной схемы сети
3 Технико-экономическое сравнение вариантов
4 Расчет режимов работы электрической сети 110кВ
5 Расчет токов короткого замыкания на шинах разрабатываемой подстанции «Коктем» 110-10кВ
6 Экономическая часть
7 Безопасность жизнедеятельности

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

1 Анализ состояния существующей схемы сети
2. Составление вариантов различных электростанции, сетей подстанций «Кокпек» 110-10кВ
3 Схема электрических соединений сети 110кВ
4 Расчет и выбор сечения проводов
5 Расчет на программе «Mast4 Win»
6 Расчет токов короткого замыкания
7 Схема электрических соединений подстанций
8 Экономическая часть
9 Безопасность жизнедеятельности

Рекомендуемая основная литература

1 Л.Д Рожкова, В.С. Козулин. Электрооборудование станций и подстанций. - Москва: Энергоатомиздат, 1987. - 648 с.
2 Т.М. Жюрпин. Справочная книга для проектирования электрического освещения. - Ленинград: Энергия, 1976. - 384 с.
3 А.В. Кобзышев. Мощность электроустановок систем электроснабжения. - Томск, 2006. - 124 с.

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
Безопасность	Досбаев М.К.	01.03-30.05.16	
Экономическая часть	Валиева Л.Ш.	01.03-23.05.16	
Нормоконтроль	Соколова Н.С.	13.06.2016	

Г Р А Ф И К
подготовки дипломного проекта

№ п/п	Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления руководителю	Примечание
1.	Сбор материалов		
2.	Анализ электрических схем и нагрузок		
3.	Расчет рабочих режимов		
4.	Основная часть		
5.	Безопасность жизнедеятельности		
6.	Экономическая часть		
7.	Оформление		
8.	Готовый проект		

Дата выдачи задания «____»_____20___ г.

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

Руководитель _____ Гибач Н.А.
(подпись) (Фамилия и инициалы)

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

Аннотация

В данном дипломном проекте будет представлен расчет рассматриваемого участка сети 110 кВ Кызылординской области. В этот расчет будет входить: расчет режимов электрической сети с существующими нагрузками, расчет режимов сети с учетом новой подстанции. Будут выбраны оборудования на подстанциях, рассчитан ток короткого замыкания на шинах новой подстанции. Исходя из величины тока короткого замыкания, будет выбрано оборудование для новой подстанции.

Выполнение экономической части предполагает расчет финансово-экономических и технико-экономических показателей. А в разделе «Безопасность жизнедеятельности» будут рассмотрены расчеты условий труда рабочих на новой подстанции, расчеты пожаробезопасности, шумоизоляции, электробезопасности, также расчет искусственного освещения.

Аңдатпа

Бұл дипломдық жобасында Қызылорда облысының қарастырып отырған 110 кВ желісінің бөліктерінің есебі көрсетіледі. Бұл есепке кіретіні: электр желісінің жұмыс тәртібін есептеуі, жаңа станцияны есепке алып, электр желісін есебі. Жаңа станцияға жабдықтар таңдалатын болады, станцияның шиналарында қысқа тұйықталу тоғы есептелетін болады. Сол тоқтың шамасы бойынша станцияға жаңа жабдықтар орнатылатың болады.

Экономикалық бөлімінде қаржы-экономикалық және техникалық-экономикалық көрсеткіштерінің есептері жүзеге асырылатын болады. Ал «Өміртіршілігі қауіпсіздігі» бөлімінде жаңа станциядағы жұмысшылардың еңбек шарттары, өрт қауіпсіздігінің есептері, шу оқшаулауының, электр қауіпсіздігінің және жасанды жарықтандыруының есептері қарастырылады.

Abstract

In this diploma will be submitted to the calculation section of the network under consideration 110 kV Kyzylorda region. In this calculation will include: calculation of mains mode with the existing loads, the calculation of the network to take account of the new substation. They will be selected equipment at substations, rated short-circuit current on the tires of the new substation. Based on the magnitude of the short circuit current will be chosen for the new substation equipment.

Implementation of the economic calculation assumes financial, economic and technical-economic indicators. And in the "Safety" will be considered by the calculations working conditions of workers in the new substation, fire safety calculations, noise insulation, electrical safety, as the calculation of artificial lighting.

Содержание

Введение 8
1. Анализ состояния существующей схемы сети 110 кВ Кызылординской области 9
1.1 Географическая характеристика района 10
1.2 Характеристика потребителей и источников питания 12
1.3 Обоснование необходимости сооружения новой подстанции 14
2. Расчет режимов работы существующей сети 110 кВ Кызылординской области 15
2.1 Подготовка исходных данных к выполнению расчетов режимов работы существующей сети 110 кВ Кызылординской области 17
2.2 Расчет максимального режима работы сети 20
2.3 Расчет минимального режиа работы сети 24
2.4 Расчет послеаварийного режима работы сети 28
3. Расчет режимов работы сети 110 кВ Кызылординской области с учетом присоединения новой подстанции «Коктем» 32
3.1 Расчет и выбор сечений и марки проводов 33
3.2 Расчет и выбор числа и мощности трансформаторов 35
3.3 Подготовка исходных данных к выполнению расчетов перспективной сети 36
3.4 Расчет максимального режима работы перспективной сети 38
3.5 Расчет минимального режима работы перспективной сети 42
3.6 Расчет послеаварийного режима работы перпективной сети 46
4. Расчет токов короткого замыкания на шинах новой подстанции и выбор основного оборудования 50
4.1 Расчет токов короткого замыкания 50
4.2 Расчет и выбор выключателя и разъединителя на ОРУ 110 кВ 55
4.3 Расчет и выбор трансформатора тока на ОРУ 110 кВ 57
4.4 Расчет выбор трансформатора напряжения на ОРУ 110 кВ 60
4.5 Расчет и выбор ограничителя перенапряжения на ОРУ 110 кВ 60
4.6 Расчет и выбор выключателя на ЗРУ 10 кВ 61
4.7 Расчет и выбор трансформатора тока на ЗРУ 10 кВ 62
4.8 Расчет и выбор трансформатора напряжения на ЗРУ 10 кВ 63
4.9 Выбор главной схемы электрических соединений подстанции «Коктем» 64
5. Безопасность жизнедеятельности 69
5.1 Характеристики подстанции «Коктем» 110/10 кВ 69
5.2 Анализ опасностей 69
5.3 Прожекторное освещение 70
5.4 Молниезащита ОРУ 74
5.5 Трансформаторы 76
6. Экономическая часть 77

6.1 Технико-экономическое обоснование строительства подстанции и ЛЭП 110 кВ 77
6.2 Расчет технико-экономических показателей подстанций и ЛЭП 78
6.3 Показатели финансово-экономической эффективности инвестиций 86
Заключение 89
Список литературы 90

Введение

Энергетика – это одна из самых важных отраслей жизнеобеспечения, так как с ней взаимосвязаны экономика страны, её политика, хозяйство, а также жизнедеятельность народа. От того, насколько развита энергетика страны, зависят многие определяющие факторы, такие как: положение страны в мировом сообществе, финансовая стабильность. Было подсчитано, что примерно 10-20% денежной казны государства расходуется на развитие и освоение новых технологий и методов по добыче электроэнергии.

Существует неразрывная связь между развитием финансовой стабильности страны и её состоянием энергетики. Она проявляется в том, что, во-первых, высокий уровень развития энергетики государства способствует развитию экономики, во вторых, развитие экономики страны накладывает большие требования по увеличению мощности производства электроэнергии, и, следовательно, по развитию данной сферы промышленности. К тому же, рост энергетики ведет к увеличению производства электроэнергии.

Самое пристальное внимание при эксплуатации электрических сетей и систем уделяется контролю и управлению режимами. В данной дипломной работе будут подробно рассмотрены следующие режимы работы энергосистемы: максимальный, минимальный и послеаварийный. Для каждого из режимов будут проведены предварительные расчеты параметров линий электропередач рассматриваемого участка сети, а также характеристики мощности нагрузок и характеристики трансформаторов на подстанциях.

В обеспечении надежной и бесперебойной электроэнергии потребителям заключается одна из основных целей развития электрических сетей и систем. Для достижения максимальной бесперебойности электроснабжения необходимо соблюдать ряд правил, начиная с изготовления большого числа разного рода оборудования и установок, качества выполнения проектов, монтажа, ремонта и до ввода в эксплуатацию устройств и электроустановок, а также и доведения его до стабильной работы

Одна из самых сложных задач в проектировании электрической системы – это выбор числа, номинальной мощности, необходимой характеристики и участков расположения источников питания. Для выполнения этой задачи необходимо учесть влияние рассматриваемой электросети. На практике уменьшение количества источников питания в электрической сети способствует её утяжелению и удорожанию. За счёт этого иногда приходится вносить изменения, несмотря на размещение потребителей электрической энергии.

1. Анализ состояния существующей схемы сети 110 кВ Кызылординской области

На сегодняшний день в Кызылординской области большая часть населенных пунктов, за исключением 20 отдаленных поселений, находится под централизованным электроснабжением. Распределением электроэнергии в области занимается компания «Кызылординская распределительная электросетевая компания» (АО КРЭК).

Распределение электрической энергии в Кызылординской области выполняется по электрическим сетям с номинальным напряжением 220, 110, 35, 10 и 0,4 кВ. Эксплуатацией ВЛ 220 кВ в области помимо АО КРЭК занимаются ОАО KEGOC. Протяженность линий 220 кВ, которые находятся во владении ОАО KEGOC – 1035 км, а суммарная протяженность линий электропередачи всех классов номинальных напряжений, принадлежащих АО КРЭК – 12 632 км. В состав этих ЛЭП входят:

- 220 кВ - 225 км;
- 110 кВ - 940 км;
- 35 кВ - 3012 км;
- 6 и 10 кВ - 4949 км;
- 0,38 кВ - 3316 км.

Кабельных ЛЭП 6 и 10 кВ - 167 км;

- 0,38 кВ - 51 км.

Плотность распределения линий электропередач и плотность населения в данной области имеет показатель одной из самых низких в стране.

Компании АО КРЭК принадлежат ТП (трансформаторные подстанции) всех классов напряжений, их число составляет 2206 штук. Суммарная установленная мощность всех ТП компании АО КРЭК – 872,5 МВА, в их числе:

- Номинальным напряжением 220 кВ - 4 подстанции с общей установленной мощностью 118 МВА;
- Номинальным напряжением 110 кВ – 7 подстанций с общей установленной мощностью 61,9 МВА;
- Номинальным напряжением 35/10(6)) кВ - 104 подстанции с общей установленной мощностью 356,8 МВА;
- Номинальным напряжением 10(6)/0,4 кВ - 2087 подстанций с общей установленной мощностью 334,3 МВА;
- Номинальным напряжением 35/0,4 кВ - 4 подстанции с общей установленной мощностью 0,52 МВА.

На сегодняшний день 41,5% всех ЛЭП Кызылординской распределительной электросетевой компании были введены в эксплуатацию более 20 лет назад, в тот же период были введены в эксплуатацию 52 % всех работающих трансформаторных подстанций АО КРЭК. Большая часть ЛЭП напряжением 35 и 110 кВ сооружены на железобетонных опорах (3571 км,

или 90,4 %) и лишь небольшая часть (2,8%), около 112,3 км, построены на деревянных опорах, а остальные 268,7 км построены на металлических опорах.

1.1 Географическая характеристика района

Кызылординская область находится по восточную сторону Аральского моря, причем большая её половина располагается на Туранской низменности (высотой 60-250 м). Регион занимает правобережье Сырдарья. Кызылорда – центр управления Кызылординской области, располагается по обеим сторонам Сырдарьи. Основная площадь рассматриваемой области располагается на Туранской низменности. С левой стороны берега реки Сырдарья простилается огромная пустыня Кызылкум, которая прорезана засохшими реками Жанадарья и Куандарья, а на правом береге – возвышение Егизкарта, высота которой составляет 290 м, также имеются небольшие площади пустыни Арыс кум и различные мелкие котловины.

На севере региона можно обнаружить районы бугристых песков, к примеру, Маленькие Барсуки и Приаралские Каракумы, а на юго-восток проникает северо-западная половина хребта Каратау, высота которого составляет 1420 м.

Данная область расположена на южной площади Республики Казахстан. Она имеет общие границы на востоке с Южно-Казахстанской, на севере – с Карагандинской, на северо-западе – с Актюбинской областями РК, а на юге – с Узбекистаном.

Местный климат резко континентальный и очень засушливый. Лето горячее и засушливое, зима сравнительно тёплая, имеет малую продолжительность и со сравнительно маленьким числом снега. Усредненный градус самого жаркого месяца (июля) составляет 27 °С, а самая минимальная температура (января) –7 °С. Величина осадков у берегов моря Арал – 110 мм, на юго-восточной части, в Каратауском предгорье – не выше 170 мм. Эта информация подтверждает, что Кызылординская область представляется одной из самых засушливых в Казахстане. Среднегодовое количество осадков, выпадающие в области, не больше 110-200 мм и имеют немного неравномерное распределение по сезонам года: примерно 65 % от всех осадков приходится на период зимы и лета, о чем свидетельствует рисунок 1.1.

Крупная часть площади заполнена песками, фактически отсутствует какая-нибудь флора; на прикрепленных грунтах полынно-типчаковая, солянковая флора, а весной и эфемеровая на коричневых и серозёмных супесчаных и солонцеватых основах; в снижениях посреди дюн произрастают астрагалы, джузгалы, виды порея. Барханы зафиксированы белоснежным саксаулом, тамариском, терекеном, биюрганом, полынями.

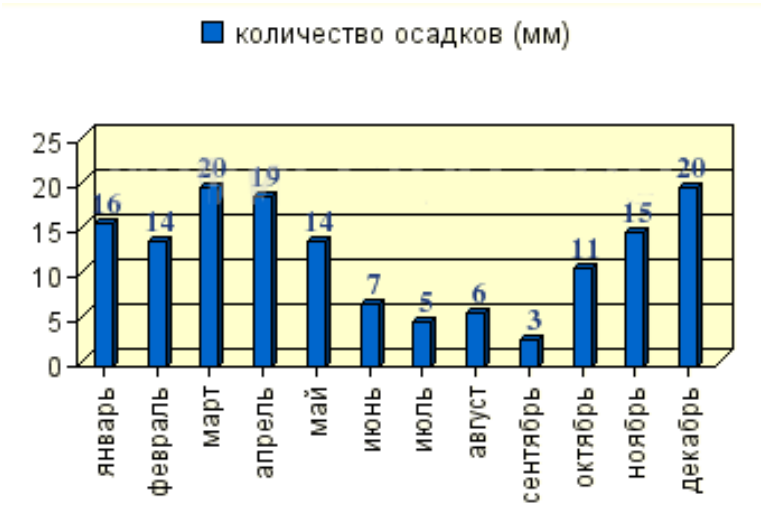


Рисунок 1.1 – Количество осадков по месяцам в Кызылординской области

Область административно разделена на 7 районов. Перечень районов с запада на восток:

1) Аральский;
2) Казалинский;
3) Кармакшинский;
4) Жалагашский;
5) Сырдарьинский;
6) Шиелийский;
7) Жанакорганский.

Город Байконур, не числится в составе Кызылординской области, так как он пребывает в долгосрочном арендном займе у Российской Федерации. На всей территории города установлены законопроекты РФ, официальная валюта – рубль.



Рисунок 1.2 – Карта административно-территориального деления Кызылординской области

1.2 Характеристика потребителей и источников питания

Кызылординская область охватывает площадь размером 228 тыс. кв. км. Численностью населения по данным на 2016 год составляет 766,4 тыс. человек (10 место среди всех областей в Казахстане).

Энергетика рассматриваемой области главным образом опирается на импортном угле из Карагандинского, Ленгенрского и Ангренского месторождений. Главной отраслью промышленности является пищевая сфера, а именно: рыбная, водочная, молочная и т.д.). Основная часть промышленных предприятий находится в Кызылорде. Среди остальных городов по тяжелой промышленности можно Аральск, Жосалы, Саксаульский, Шиели, Новоказалинск.

Большая часть электрической энергии, поставляемой компанией АО КРЭК, покупается у ОАО KEGOC, остальная часть – производится Кызылординской ТЭЦ-6. Для того чтобы оценить предполагаемый спрос на электроэнергию сельского хозяйства, в основном, пользуются отчетными данными Областного управления по статистике и ожидаемыми показателями развития сельского хозяйства.

В состав сельскохозяйственных потребителей входят:

- коммунально-бытовой сектор, охватывающий население, проживающее на сельской территории;
- производственный сектор сельского хозяйства (хозяйствующие субъекты);
- различные мелкие предприятия на сельской территории, занимающиеся переработкой продуктов сельского хозяйства.

Абоненты коммунальной и бытовой сферы делятся на бытовые (внутридомовое и приусадебное электропотребление) и общественно-коммунальные абонементы (социальный сектор, инфраструктура).

Чтобы произвести прогноз годового потребления электроэнергии был применен нормативный метод (прямого счета). По этому методу предусматривалось наличие:

- точных сведений о численности населения в сельском регионе, поголовья скота;
- утвержденных нормативов потребления электрической энергии на сельские технические процедуры;
- прогнозируемого роста бытового потребления электрической энергии, и в том числе, объемов ее использования в сфере культурно-бытового и общественного обслуживания.

Нормативный метод основан:

- для коммунальных и бытовых надобностей — на средних показателях потребления электрической энергии для внутриквартирных нужд (на жилой дом, на одного сельского жителя) с учетом обеспеченности сельских жителей необходимым перечнем электрических бытовых аппаратов, а также на средних нормах расхода электрической энергии в секторе коммунального и бытового сервиса;
- для производственных нужд — на средних показателях общего производственного потребления электрической энергии (на голову скота, единицу продукции), разработанных на базе технологических карт сельскохозяйственных производственных процессов и типовых проектов.

Главной сферой потребления электрической энергии на производственные процессы (65 %) считается животноводство. Потребление электроэнергии на производственные нужды перерабатывающих предприятий в сельской местности составило 35 % от общего потребления на производственные нужды сельского хозяйства.

Общий расход электроэнергии потребителями Кызылординской области на перспективу, а также рост максимальной нагрузки на шинах 10 кВ центров питания приведен в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Расход электроэнергии потребителям

Расход электричества	Потребление электричества, млн. кВтч			Максимальная нагрузка, тыс. кВт		
	за 2014 г	на 2017 г.	на 2020 г.	за 2014 г.	на 2017 г.	на 2020 г.
Общий расход	780	1255	1430			
Полезный отпуск	683	1139	1334	149	281	325
В том числе:						
промышленность	530	770	932	125	169	205
сельские потребители	13	190	225	13	69	75
транспорт и связь	48	67	79	6	11	14
коммунально-бытовые нужды городов и поселков городского типа	95	117	134	14	20	22
Технические потери (нормативные)	56			–		
Коммерческие потери	48		–	–	–	–

1.3 Обоснование необходимости сооружения новой подстанции

На рисунке 2.1 представлена схема рассматриваеиого участка сети 110 кВ Кызылординской области. В результате анализа данной схемы было выяснено, что в Аральском регионе, с центром в городе Аральск, наблюдается дефицит мощности, что подтверждается таблицей 1.1, согласно которой потребление электроэнергии в Кызылординской области превышает выработку электрическва. В связи с этим, а также в связи с ожидаемым приростом населения в данном регионе, было рещено посторить новую подстанцию, которая помогла бы покрыть дефицит мощности в Аральском регионе Кызылординской области. Новая подстанция «Коктем» будет расположена в Аральском регионе и будет присоеденена к существующей сети путем врезки в линию электропередач 110 кВ, проложенную от подстанции «Аральск» к подстанции «Аралкум». Полученная в итоге схема будет иметь вид, представленный на рисунке 3.1. Данные по перспективным нагрузкам с учетом присоедининения новой подстанции приведены в таблицах 3.1-3.2. Расчетные данные по трансформаторам на новой подстанции приведены в таблице 3.4.

Подстанция «Коктем» расчитана так, что она должна обеспечить Аральский регион необходимой электрической энергией, а также в будущем она сможет покрыть возрастающую мощность нагрузок. Рентабельность строительства нового объекта и срок его окупаемости будут расчитаны в разделе «Экономическая часть».

2. Расчет режимов работы существующей сети 110 кВ Кызылординской области

Исходя из рассматриваемой схемы электрических сетей Кызылординской области (рисунок 2.1) одноцепная линия 110 кВ Аральск ПС – Объект «К» длиной 90,7 км проходит через подстанции Саксаульская, Аральск, Аралкум, Камысбас, Новоказалинск, которые имеют двухстороннее питание – от ПС 220 кВ Аральск ПС и ПС 220 кВ Объект «К».

ПС Саксаульская 110/10 является понизительной подстанцией, имеет два трансформатора 2×ТМН-2500/110, соединена с подстанцией Аральск ПС и подстанцией Аральск.

Данные по трансформаторам подстанций Аральск, Аралкум, Камысбас, Новоказалинск указаны в таблице 2.5.

Расчет режимов работы существующей электрической сети будет производиться в программном комплекте «RASTR». Данная программа, используя в качестве исходной информации схему замещения, мощность нагрузок на подстанциях, технические характеристики трансформаторов и линий электропередач, осуществляет расчет, утяжеление исходного режима, районирование, отключение узлов и ветвей, имитируя послеаварийный режим, рассчитать потери мощности в линиях и в трансформаторах, отклонения напряжения от номинального значения и другие критерии, характеризующие режим работы энергосистемы. Также программа «RASTR» позволяет выводить графическое предоставление схемы с результатами потокораспределения по ветвям.

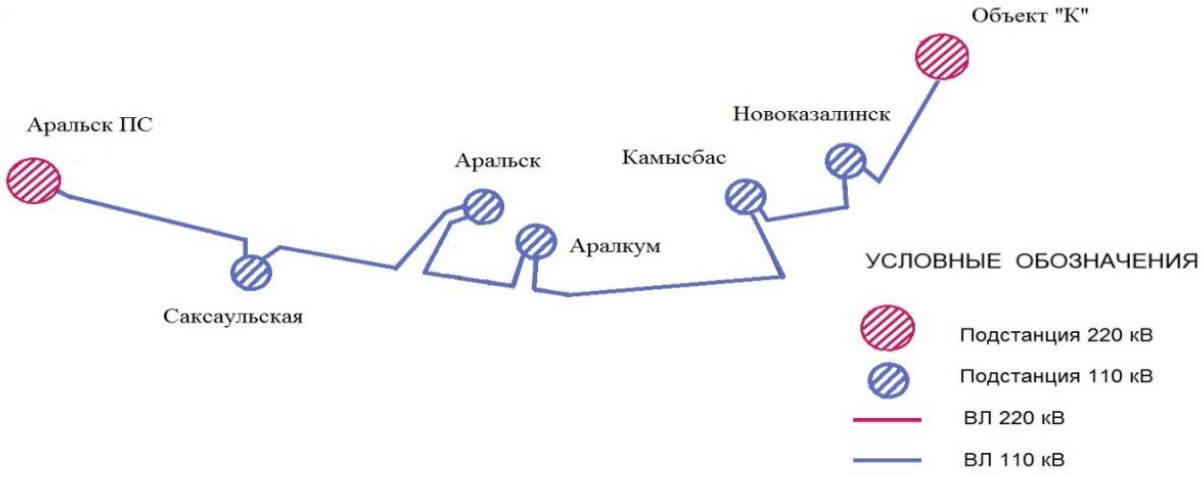


Рисунок 2.1 – Схема рассматриваемого участка сети 110 кВ Кызылординской области

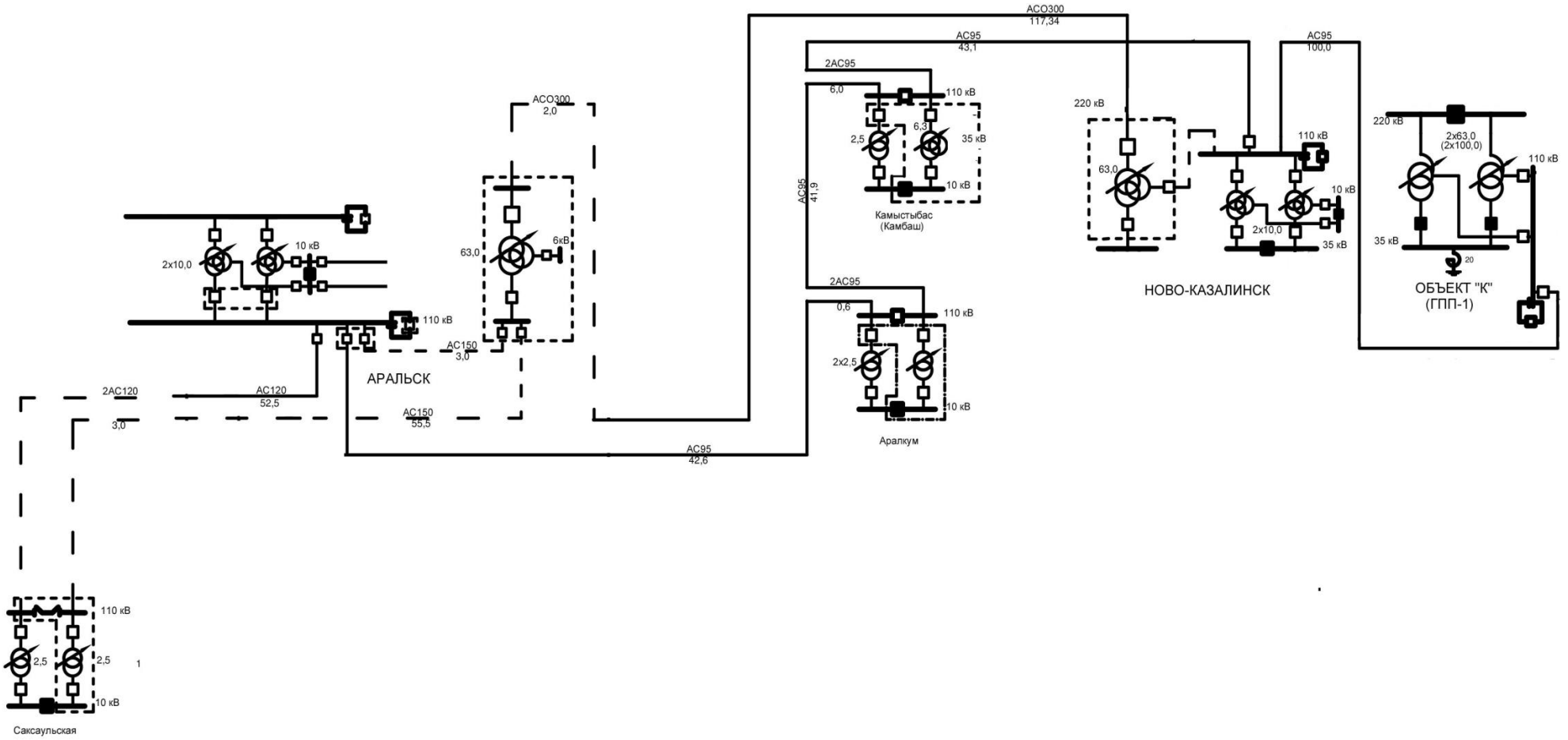


Рисунок 2.2 – Схема электрических соединений рассматриваемого участка сети 110 кВ Кызылординской области

2.1 Подготовка исходных данных к выполнению расчетов режимов работы существующей сети 110 кВ Кызылординской области

Перед выполнением расчетов в программе «RASTR» необходимо произвести вручную некоторые величины. К ним относятся: активное и реактивное сопротивление всех линий, удельная проводимость линии, активное и реактивное сопротивление трансформаторов на подстанциях, их коэффициенты трансформации. Также нужно определить номера узлов в рассматриваемой схеме электрической сети.

Активное сопротивление линии (Ом) определяется как:

$$R = \frac{r_0 l}{n}, \tag{2.1}$$

где r_0 – удельное активное сопротивление, Ом/км;

l – длина линии, км;

n – количество проводов в фазе.

Реактивное сопротивление (Ом) определяется как:

$$X = \frac{x_0 l}{n}, \tag{2.2}$$

где x_0 – удельное реактивное сопротивление, Ом/км;

l – длина линии, км;

n – количество проводов в фазе.

Проводимость (См) определяется:

$$B = \frac{b_0 l}{n}, \tag{2.3}$$

где b_0 – емкостная проводимость, См/км;

l – длина линии, км;

n – количество проводов в фазе.

Все удельные параметры ЛЭП r_0, x_0, b_0 определяются по справочным материалам для выбранного сечения провода. В таблице 2.1 собраны расчетные параметры проводов в ЛЭП рассматриваемого участка сети.

Таблица 2.1 – Расчетные данные проводов марки АС

Ветвь	Название линии	Марка провода	x_0, Ом/км	r_0, Ом/км	$b_0 \cdot 10\text{-}6$, См/км
1-2	Объект «К» – Новоказалинск	АС-95	0,434	0,315	2,61
2-4	Новоказалинск – Камысбас	АС-95	0,434	0,315	2,61
4-6	Камысбас – Аралкум	АС-95	0,434	0,315	2,61
6-8	Аралкум – Аральск	АС-95	0,434	0,315	2,61
8-10	Аральск – Саксаульская	АС-120	0,427	0,249	2,66
10-12	Саксаульская – Аральск ПС	АС-120	0,427	0,249	2,66

По формулам (2.1), (2.2) и (2.3) рассчитается активное, реактивное сопротивления и емкостные проводимости. Результаты расчетов сведены в таблицу 2.2.

Ветвь 1-2:

$$R_{1-2} = 0,315 \cdot 40,4 = 12,726 \text{ Ом},$$

$$X_{1-2} = 0,434 \cdot 40,4 = 17,534 \text{ Ом},$$

$$B_{1-2} = 2,61 \cdot 10^{-6} \cdot 40,4 = 105,44 \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

Таблица 2.2 – Расчитанные параметры проводов

Ветвь	Название линии	Длина линии, км	Количество цепей	R, ОМ	X, Ом	B, 10-6 См
1-2	Объект «К» – Новоказалинск	40,4	1	12,726	17,534	105,44
2-4	Новоказалинск – Камысбас	9,82		3,093	4,262	25,630
4-6	Камысбас – Аралкум	9,7		3,056	4,210	25,317
6-8	Аралкум – Аральск	8,64		2,722	3,750	22,550
8-10	Аральск – Саксаульская	10,5		2,615	4,484	27,93
16-10	Саксаульская – Аральск ПС	3		0,747	1,281	7,980

В таблице 2.3 приведены величины активной, реактивной, полной мощности потребления на подстанциях с учетом перспективы на 2030 г. В таблице 2.4 имеются значения нагрузок на подстанциях с учетом роста потребления с 2016 по 2030 годы.

Таблица 2.3 – Перспективные нагрузки на подстанциях на 2030 г.

Узел	Название ПС	Полная мощность S, МВА	Активная мощность P, МВт	Реактивная мощность Q, МВар
3	Новоказалинск	12	10,2	6,324
5	Камысбас	3,6	2,88	2,16
7	Аралкум	3,3	2,805	1,739
9	Аральск	15	12	9
11	Саксаульская	3,7	2,96	2,22

Таблица 2.4 – Нагрузки на подстанциях с учетом роста потребления

Название ПС	2016 г.		2020 г.		2025 г.		2030 г.	
	P, МВт	Q, МВар	P, МВт	Q, МВар	P, МВт	Q, МВар	P, МВт	Q, МВар
Новоказалинск	8,745	5,422	9,206	5,707	9,690	6,008	10,2	6,324
Камысбас	2,469	1,852	2,599	1,949	2,736	2,052	2,88	2,16
Аралкум	2,405	1,491	2,532	1,569	2,665	1,652	2,805	1,739
Аральск	10,289	7,716	10,830	8,123	11,400	8,550	12	9
Саксаульская	2,538	1,903	2,671	2,004	2,812	2,109	2,96	2,22

Расчетные параметры трансформаторов на всех подстанциях взяты со справочных материалов и приведены ниже:

Таблица 2.5 – Расчетные данные выбранных трансформаторов

Ветвь	Название ПС	Трансформатор	R, Ом	X, Ом
2-3	Новоказалинск	2×ТДН-10000/110	7,95	139
4-5	Камысбас	2×ТМН-2500/110	42,6	508,2
6-7	Аралкум	2×ТМН-2500/110	42,6	508,2
8-9	Аральск	2×ТДН-10000/110	7,95	139
10-11	Саксаульская	2×ТМН-2500/110	42,6	508,2

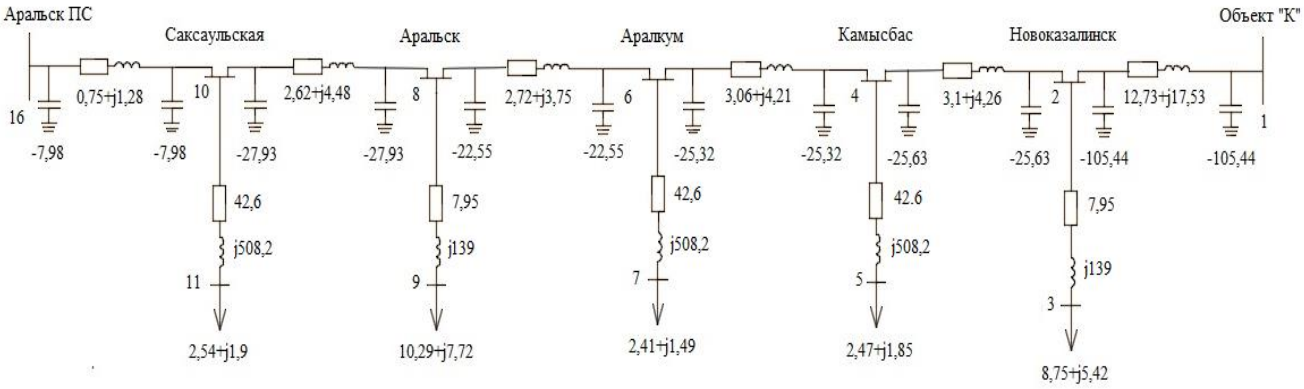


Рисунок 2.3 – Схема замещения рассматриваемого участка сети 110 кВ Кызылординской области

2.2 Расчет максимального режима работы сети

В этом режиме расчет производится с учетом перспективы роста нагрузок на подстанциях. При этом должно обеспечиваться электроснабжение всех потребителей и поддерживаться параметры качества электрической энергии в установленных пределах.

Допустимые отклонения напряжения при максимальном режиме работы сети составляют ±5 %.

Все исходные данные по подстанциям и линиям электропередач были внесены в программу «RASTR» и представлены в таблицах 2.6 и 2.7.

Таблица 2.6 – Исходные данные по узлам

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V	Delta
База	1	Объект "К"	115			5,2	8	115	-0,95
Нагр	2	Новоказалинск	110					113,1	-0,86
Нагр	3	Нагр. Новоказалинск	10	10,2	6,3			9,77	-4,06
Нагр	4	Камысбас	110					113,15	-0,73
Нагр	5	Нагр. Камысбас	10	2,9	2,2			9,66	-3,97
Нагр	6	Аралкум	110					113,37	-0,58
Нагр	7	Нагр. Аралкум	10	2,8	1,7			9,77	-3,73
Нагр	8	Аральск	110					113,68	-0,42
Нагр	9	Нагр. Аральск	10	12	9			9,64	-4,18
Нагр	10	Саксаульская	110					114,67	-0,1
Нагр	11	Нагр. Саксульская	10	3	2,2			9,78	-3,34
База	16	Аральск ПС	115			26,1	14,2	115	

Таблица 2.7 – Исходные данные по ветвям

Тип	N_ нач	N_ кон	Название	R	X	B	Кт/r	P_ нач	Q_ нач	I max
ЛЭП	1	2	Объект "К" - Новоказалинск	12,73	17,53	-105,4		-5	-8	54
Тр-р	2	3	Новоказалинск - Нагр. Новоказалинск	7,95	139		0,09	-5	-4	32
ЛЭП	2	4	Новоказалинск - Камысбас	3,09	4,26	-25,6		5	-2	29
Тр-р	4	5	Камысбас - Нагр. Камысбас	42,6	508,2		0,09	-1	-1	10
ЛЭП	4	6	Камысбас - Аралкум	3,06	4,21	-25,3		8	0	41
Тр-р	6	7	Аралкум - Нагр. Аралкум	42,6	508,2		0,09	-1	-1	9
ЛЭП	6	8	Аралкум - Аральск	2,72	3,75	-22,6		11	2	56

Тр-р	8	9	Аральск - Нагр. Аральск	7,95	139		0,09	-6	-5	40

Продолжение таблицы 2.7

ЛЭП	8	10	Аральск - Саксаульская	2,62	4,48	-27,9		23	12	131
Тр-р	10	11	Саксаульская - Нагр. Саксульская	42,6	508,2		0,09	-1	-1	10
ЛЭП	16	10	Аральск ПС - Саксаульская	0,75	1,28	-8		-26	-14	150
Тр-р	2	3	Новоказалинск - Нагр. Новоказалинск	7,95	139		0,09	-5	-4	32
Тр-р	4	5	Камысбас - Нагр. Камысбас	42,6	508,2		0,09	-1	-1	10
Тр-р	6	7	Аралкум - Нагр. Аралкум	42,6	508,2		0,09	-1	-1	9
Тр-р	8	9	Аральск - Нагр. Аральск	7,95	139		0,09	-6	-5	40
Тр-р	10	11	Саксаульская - Нагр. Саксульская	42,6	508,2		0,09	-1	-1	10

Таблица 2.8 – Полученные расчетные значения «Узлы + Ветви»

Ny	Название	V_2	Delta	P_л	Q_л	dP	dQ	I_л	P_ш	Q_ш
1	Объект "К"	115	-0,95			5,2	8			
2	Новоказалинск	113,1	0,1	-5	-8	0,1	0,14	48	0	-1,37
2	Новоказалинск	113,1	-0,86							
1	Объект "К"	115	-0,1	5	9	0,1	0,14	54	0	-1,37
3	Нагр. Новоказалинск	9,8	-3,2	-5	-4	0,02	0,42	32		
4	Камысбас	113,2	0,1	5	-2	0,01	0,01	28		-0,33
3	Нагр. Новоказалинск	9,8	-3,2	-5	-4	0,02	0,42	32		
3	Нагр. Новоказалинск	9,77	-4,06	10,2	6,3					
2	Новоказалинск	113,1	3,2	5	3	0,02	0,42	354		
2	Новоказалинск	113,1	3,2	5	3	0,02	0,42	354		
4	Камысбас	113,15	-0,73							
2	Новоказалинск	113,1	-0,1	-5	2	0,01	0,01	29		-0,33
5	Нагр. Камысбас	9,7	-3,2	-1	-1	0,01	0,14	10		
6	Аралкум	113,4	0,2	8	0	0,02	0,02	41		-0,32
5	Нагр. Камысбас	9,7	-3,2	-1	-1	0,01	0,14	10		
5	Нагр. Камысбас	9,66	-3,97	2,9	2,2					

4	Камысбас	113,2	3,2	1	1	0,01	0,14	108		

–Продолжение таблицы 2.8

4	Камысбас	113,2	3,2	1	1	0,01	0,14	108		
6	Аралкум	113,37	-0,58							
4	Камысбас	113,2	-0,2	-8	0	0,02	0,02	41		-0,32
7	Нагр. Аралкум	9,8	-3,1	-1	-1	0,01	0,12	9		
8	Аральск	113,7	0,2	11	2	0,03	0,04	56	0	-0,29
7	Нагр. Аралкум	9,8	-3,1	-1	-1	0,01	0,12	9		
7	Нагр. Аралкум	9,77	-3,73	2,8	1,7					
6	Аралкум	113,4	3,1	1	1	0,01	0,12	97		
6	Аралкум	113,4	3,1	1	1	0,01	0,12	97		
8	Аральск	113,68	-0,42							
6	Аралкум	113,4	-0,2	-11	-1	0,03	0,04	56	0	-0,29
9	Нагр. Аральск	9,6	-3,8	-6	-5	0,04	0,68	40		
10	Саксаульская	114,7	0,3	23	12	0,13	0,23	131		-0,36
9	Нагр. Аральск	9,6	-3,8	-6	-5	0,04	0,68	40		
9	Нагр. Аральск	9,64	-4,18	12	9					
8	Аральск	113,7	3,8	6	4	0,04	0,68	449		
8	Аральск	113,7	3,8	6	4	0,04	0,68	449		
10	Саксаульская	114,67	-0,1							
8	Аральск	113,7	-0,3	-23	-12	0,13	0,23	130		-0,36
11	Нагр. Саксульская	9,8	-3,2	-1	-1	0,01	0,15	10		
16	Аральск ПС	115	0,1	26	14	0,05	0,09	150		-0,11
11	Нагр. Саксульская	9,8	-3,2	-1	-1	0,01	0,15	10		
11	Нагр. Саксульская	9,78	-3,34	3	2,2					
10	Саксаульская	114,7	3,2	1	1	0,01	0,15	109		
10	Саксаульская	114,7	3,2	1	1	0,01	0,15	109		
16	Аральск ПС	115				26,1	14,2			
10	Саксаульская	114,7	-0,1	-26	-14	0,05	0,09	149		-0,11

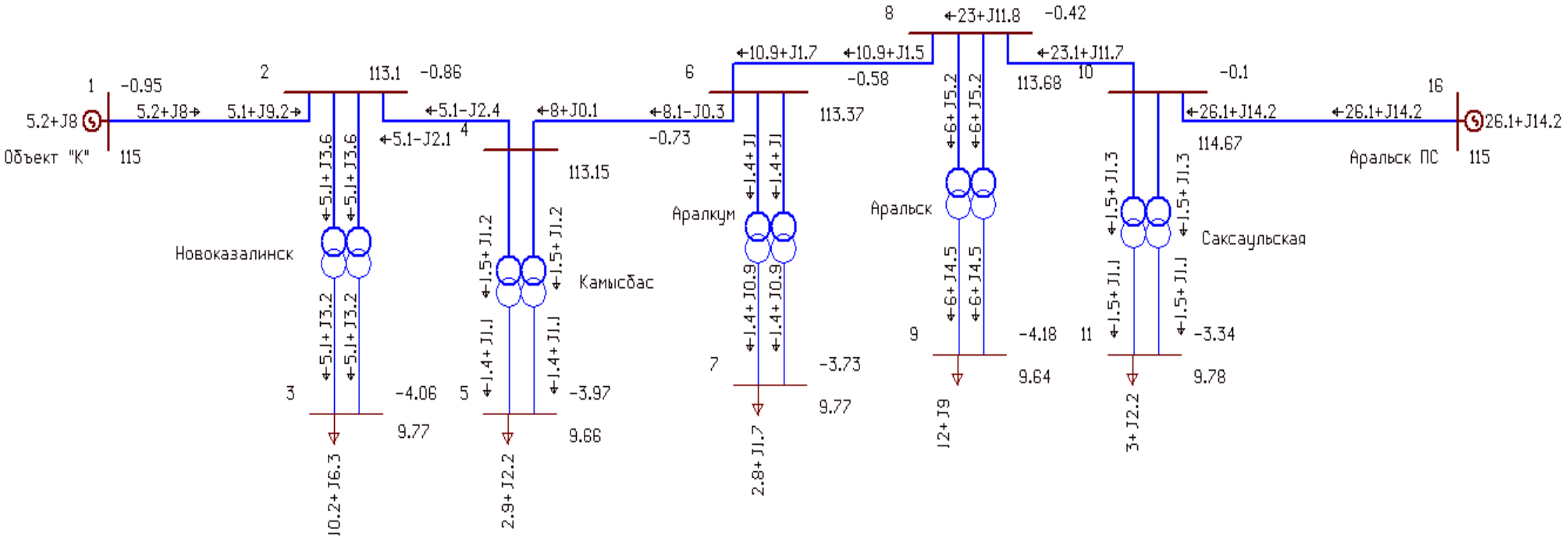


Рисунок 2.4 – Схема перетоков мощности рассматриваемого участка сети в максимальном режиме

2.3 Расчет минимального режиа работы сети

Минимальный режим работы энергосистемы представляет собой нормальный режим с минимальными нагрузками. Допустимые отклонения напряжения в данном режиме составляют ±5 %.

Все исходные данные по подстанциям и линиям электропередач были внесены в программу «RASTR» и представлены в таблицах 2.9 и 2.10.

Таблица 2.9 – Исходные данные по узлам

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V	Delta
База	1	Объект "К"	115			3,7	6,9	115	-0,95
Нагр	2	Новоказалинск	110					113,43	-0,81
Нагр	3	Нагр. Новоказалинск	10	8,7	5,4			9,86	-3,52
Нагр	4	Камысбас	110					113,48	-0,68
Нагр	5	Нагр. Камысбас	10	2,5	1,9			9,76	-3,46
Нагр	6	Аралкум	110					113,65	-0,54
Нагр	7	Нагр. Аралкум	10	2,4	1,5			9,86	-3,2
Нагр	8	Аральск	110					113,91	-0,38
Нагр	9	Нагр. Аральск	10	10,3	7,7			9,76	-3,56
Нагр	10	Саксаульская	110					114,73	-0,09
Нагр	11	Нагр. Саксульская	10	2,5	1,9			9,87	-2,8
База	16	Аральск ПС	115			22,7	11	115	

Таблица 2.10 – Исходные данные по ветвям

Тип	N_ нач	N_ кон	Название	R	X	B	Кт/ г	P_ нач	Q_ нач	I max
ЛЭП	1	2	Объект "К" - Новоказалинск	12,73	17,53	-105,4		-4	-7	45
Тр-р	2	3	Новоказалинск - Нагр. Новоказалинск	7,95	139		0,09	-4	-3	27
ЛЭП	2	4	Новоказалинск - Камысбас	3,09	4,26	-25,6		5	-2	28
Тр-р	4	5	Камысбас - Нагр. Камысбас	42,6	508,2		0,09	-1	-1	8
ЛЭП	4	6	Камысбас - Аралкум	3,06	4,21	-25,3		7	-1	38
Тр-р	6	7	Аралкум - Нагр. Аралкум	42,6	508,2		0,09	-1	-1	7
ЛЭП	6	8	Аралкум - Аральск	2,72	3,75	-22,6		10	1	50
Тр-р	8	9	Аральск - Нагр. Аральск	7,95	139		0,09	-5	-4	34
ЛЭП	8	10	Аральск - Саксаульская	2,62	4,48	-27,9		20	9	112

Продолжение таблицы 2.10

Тр-р	10	11	Саксаульская - Нагр. Саксульская	42,6	508,2		0,09	-1	-1	8
ЛЭП	16	10	Аральск ПС - Саксаульская	0,75	1,28	-8		-23	-11	127
Тр-р	2	3	Новоказалинск - Нагр. Новоказалинск	7,95	139		0,09	-4	-3	27
Тр-р	4	5	Камысбас - Нагр. Камысбас	42,6	508,2		0,09	-1	-1	8
Тр-р	6	7	Аралкум - Нагр. Аралкум	42,6	508,2		0,09	-1	-1	7
Тр-р	8	9	Аральск - Нагр. Аральск	7,95	139		0,09	-5	-4	34
Тр-р	10	11	Саксаульская - Нагр. Саксульская	42,6	508,2		0,09	-1	-1	8

Таблица 2.11 – Полученные расчетные значения «Узлы + Ветви»

Номер	Название	V	Delta	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max
Ny	Название	V_2	Delta	P_л	Q_л	dP	dQ	I_л	P_ш	Q_ш
1	Объект "К"	115	-0,95			3,7	6,9			
2	Новоказалинск	113,4	0,1	-4	-7	0,07	0,09	39	0	-1,38
2	Новоказалинск	113,43	-0,81							
1	Объект "К"	115	-0,1	4	8	0,07	0,09	45	0	-1,38
3	Нагр. Новоказалинск	9,9	-2,7	-4	-3	0,02	0,31	27		
4	Камысбас	113,5	0,1	5	-2	0,01	0,01	28	0	-0,33
3	Нагр. Новоказалинск	9,9	-2,7	-4	-3	0,02	0,31	27		
3	Нагр. Новоказалинск	9,86	-3,52	8,7	5,4					
2	Новоказалинск	113,4	2,7	4	3	0,02	0,31	301		
2	Новоказалинск	113,4	2,7	4	3	0,02	0,31	301		
4	Камысбас	113,48	-0,68							
2	Новоказалинск	113,4	-0,1	-5	3	0,01	0,01	28	0	-0,33
5	Нагр. Камысбас	9,8	-2,8	-1	-1	0,01	0,11	8		
6	Аралкум	113,7	0,1	7	-1	0,01	0,02	38	0	-0,33
5	Нагр. Камысбас	9,8	-2,8	-1	-1	0,01	0,11	8		
5	Нагр. Камысбас	9,76	-3,46	2,5	1,9					
4	Камысбас	113,5	2,8	1	1	0,01	0,11	93		
4	Камысбас	113,5	2,8	1	1	0,01	0,11	93		

Продолжение таблицы 2.11

6	Аралкум	113,65	-0,54							
4	Камысбас	113,5	-0,1	-7	1	0,01	0,02	38	0	-0,33
7	Нагр. Аралкум	9,9	-2,7	-1	-1	0,01	0,08	7		
8	Аральск	113,9	0,2	10	1	0,02	0,03	50		-0,29
7	Нагр. Аралкум	9,9	-2,7	-1	-1	0,01	0,08	7		
7	Нагр. Аралкум	9,86	-3,2	2,4	1,5					
6	Аралкум	113,7	2,7	1	1	0,01	0,08	83		
6	Аралкум	113,7	2,7	1	1	0,01	0,08	83		
8	Аральск	113,91	-0,38							
6	Аралкум	113,7	-0,2	-10	-1	0,02	0,03	50		-0,29
9	Нагр. Аральск	9,8	-3,2	-5	-4	0,03	0,49	34		
10	Саксаульская	114,7	0,3	20	9	0,1	0,17	112		-0,37
9	Нагр. Аральск	9,8	-3,2	-5	-4	0,03	0,49	34		
9	Нагр. Аральск	9,76	-3,56	10,3	7,7					
8	Аральск	113,9	3,2	5	4	0,03	0,49	380		
8	Аральск	113,9	3,2	5	4	0,03	0,49	380		
10	Саксаульская	114,73	-0,09							
8	Аральск	113,9	-0,3	-20	-9	0,1	0,17	111		-0,37
11	Нагр. Саксульская	9,9	-2,7	-1	-1	0,01	0,1	8		
16	Аральск ПС	115	0,1	23	11	0,04	0,06	127	0	-0,11
11	Нагр. Саксульская	9,9	-2,7	-1	-1	0,01	0,1	8		
11	Нагр. Саксульская	9,87	-2,8	2,5	1,9					
10	Саксаульская	114,7	2,7	1	1	0,01	0,1	92		
10	Саксаульская	114,7	2,7	1	1	0,01	0,1	92		
16	Аральск ПС	115				22,7	11			
10	Саксаульская	114,7	-0,1	-23	-11	0,04	0,06	126	0	-0,11

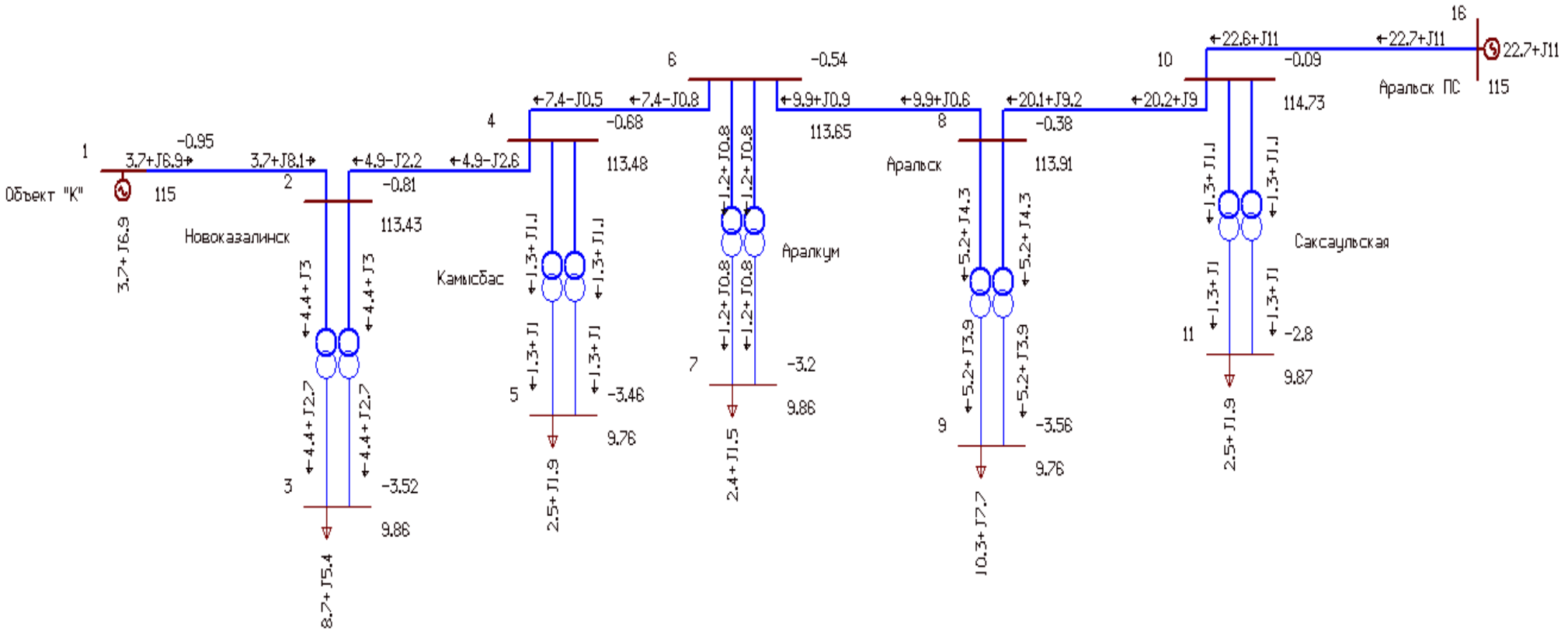


Рисунок 2.5 – Схема перетоков мощности рассматриваемого участка сети в минимальном режиме

2.4 Расчет послеаварийного режима работы сети

Схема рассматриваемой электросети является схемой линии с двухсторонним питанием. Допустимые расхождение от номинального напряжения во всех узлах в послеаварийном режиме работы энергосистемы составляют ±10 %.

Схема с двусторонним питанием является достаточно надежной для электроснабжения потребителей в любом режиме работы сети, в том числе и в послеаварийном, за счет того, что в случае отключении одного из источников питания питание поступает от второго источника.

Произведем расчет режима при выходе из строя первого источника питания Объект «К».

Таблица 2.12 – Исходные данные по узлам

S	Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V	Delta
x	База	1	Объект "К"	115			5,2	8		-0,95
	Нагр	2	Новоказалинск	110					111,01	-0,78
	Нагр	3	Нагр. Новоказалинск	10	10,2	6,3			9,57	-4,1
	Нагр	4	Камысбас	110					111,57	-0,68
	Нагр	5	Нагр. Камысбас	10	2,9	2,2			9,5	-4,01
	Нагр	6	Аралкум	110					112,28	-0,55
	Нагр	7	Нагр. Аралкум	10	2,8	1,7			9,67	-3,76
	Нагр	8	Аральск	110					113,03	-0,41
	Нагр	9	Нагр. Аральск	10	12	9			9,58	-4,22
	Нагр	10	Саксаульская	110					114,53	-0,1
	Нагр	11	Нагр. Саксульская	10	3	2,2			9,77	-3,35
	База	16	Аральск ПС	115			31,6	24	115	

Таблица 2.13 – Исходные данные по ветвям

S	N_ нач	N_ кон	Название	R	X	B	Кт /r	P_ нач	Q_ нач	Na	I max
x	1	2	Объект "К" - Новоказалинск	12,73	17,53	-105,4					
	2	3	Новоказалинск - Нагр. Новоказалинск	7,95	139		0,09	-5	-4		33
	2	4	Новоказалинск - Камысбас	3,09	4,26	-25,6		10	7		65
	4	5	Камысбас - Нагр. Камысбас	42,6	508,2		0,09	-1	-1		10
	4	6	Камысбас - Аралкум	3,06	4,21	-25,3		13	9		84
	6	7	Аралкум - Нагр. Аралкум	42,6	508,2		0,09	-1	-1		9
	6	8	Аралкум - Аральск	2,72	3,75	-22,6		16	11		101
	8	9	Аральск - Нагр. Аральск	7,95	139		0,09	-6	-5		41

Продолжение таблицы 2.13

	8	10	Аральск - Саксаульская	2,62	4,48	-27,9		28	21		181
	10	11	Саксаульская - Нагр. Саксульская	42,6	508,2		0,09	-1	-1		10
	16	10	Аральск ПС - Саксаульская	0,75	1,28	-8		-32	-24		199
	2	3	Новоказалинск - Нагр. Новоказалинск	7,95	139		0,09	-5	-4		33
	4	5	Камысбас - Нагр. Камысбас	42,6	508,2		0,09	-1	-1		10
	6	7	Аралкум - Нагр. Аралкум	42,6	508,2		0,09	-1	-1		9
	8	9	Аральск - Нагр. Аральск	7,95	139		0,09	-6	-5		41
	10	11	Саксаульская - Нагр. Саксульская	42,6	508,2		0,09	-1	-1		10

Таблица 2.14 – Полученные расчетные значения «Узлы+Ветви»

S	Номер	Название	V	Delta	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	Q_ш
S	Ny	Название	V_2	Delta	P_л	Q_л	dP	dQ	I_л	P_ш	Q_ш	
x	1	Объект "К"		-0,95			5,2	8				
	2	Новоказалинск										
	2	Новоказалинск	111,01	-0,78								
	1	Объект "К"										
	3	Нагр. Новоказалинск	9,6	-3,3	-5	-4	0,03	0,44	33			
	4	Камысбас	111,6	0,1	10	7	0,04	0,05	65		-0,32	
	3	Нагр. Новоказалинск	9,6	-3,3	-5	-4	0,03	0,44	33			
	3	Нагр. Новоказалинск	9,57	-4,1	10,2	6,3						
	2	Новоказалинск	111	3,3	5	3	0,03	0,44	362			
	2	Новоказалинск	111	3,3	5	3	0,03	0,44	362			
	4	Камысбас	111,57	-0,68								
	2	Новоказалинск	111	-0,1	-10	-7	0,04	0,05	64		-0,32	
	5	Нагр. Камысбас	9,5	-3,3	-1	-1	0,01	0,15	10			
	6	Аралкум	112,3	0,1	13	9	0,06	0,09	84	0	-0,32	
	5	Нагр. Камысбас	9,5	-3,3	-1	-1	0,01	0,15	10			
	5	Нагр. Камысбас	9,5	-4,01	2,9	2,2						
	4	Камысбас	111,6	3,3	1	1	0,01	0,15	109			

Продолжение таблицы 2.14

	4	Камысбас	111,6	3,3	1	1	0,01	0,15	109			
	6	Аралкум	112,28	-0,55								
	4	Камысбас	111,6	-0,1	-13	-9	0,06	0,09	83	0	-0,32	
	7	Нагр. Аралкум	9,7	-3,2	-1	-1	0,01	0,12	9			
	8	Аральск	113	0,1	16	11	0,08	0,11	101	0	-0,29	
	7	Нагр. Аралкум	9,7	-3,2	-1	-1	0,01	0,12	9			
	7	Нагр. Аралкум	9,67	-3,76	2,8	1,7						
	6	Аралкум	112,3	3,2	1	1	0,01	0,12	99			
	6	Аралкум	112,3	3,2	1	1	0,01	0,12	99			
	8	Аральск	113,03	-0,41								
	6	Аралкум	112,3	-0,1	-16	-11	0,08	0,11	100	0	-0,29	
	9	Нагр. Аральск	9,6	-3,8	-6	-5	0,04	0,69	41			
	10	Саксаульская	114,5	0,3	28	21	0,25	0,44	181		-0,36	
	9	Нагр. Аральск	9,6	-3,8	-6	-5	0,04	0,69	41			
	9	Нагр. Аральск	9,58	-4,22	12	9						
	8	Аральск	113	3,8	6	4	0,04	0,69	452			
	8	Аральск	113	3,8	6	4	0,04	0,69	452			
	10	Саксаульская	114,53	-0,1								
	8	Аральск	113	-0,3	-28	-21	0,25	0,44	180		-0,36	
	11	Нагр. Саксульская	9,8	-3,2	-1	-1	0,01	0,15	10			
	16	Аральск ПС	115	0,1	31	24	0,09	0,15	199	0	-0,11	
	11	Нагр. Саксульская	9,8	-3,2	-1	-1	0,01	0,15	10			
	11	Нагр. Саксульская	9,77	-3,35	3	2,2						
	10	Саксаульская	114,5	3,2	1	1	0,01	0,15	109			
	10	Саксаульская	114,5	3,2	1	1	0,01	0,15	109			
	16	Аральск ПС	115				31,6	24				
	10	Саксаульская	114,5	-0,1	-32	-24	0,09	0,15	199	0	-0,11	

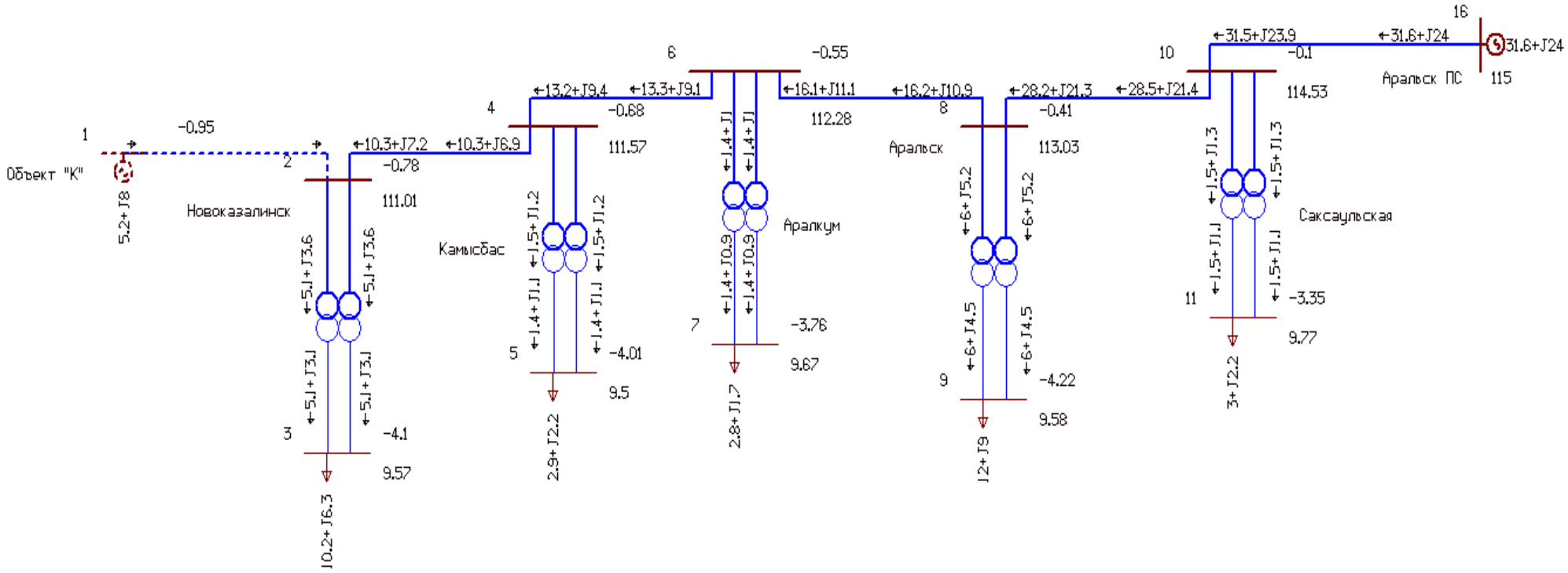


Рисунок 2.6 – Схема перетоков мощности рассматриваемого участка сети при отключении первого источника питания – Объект «К»

3. Расчет режимов работы сети 110 кВ Кызылординской области с учетом присоединения новой подстанции Коктем

Как было сказано раннее, в проекте развития электрических сетей в Кызылординской области на перспективу до 2030 года предполагается строительство ПС 110/10 кВ Коктем с двумя трансформаторами. ПС Коктем будет присоединена к энергосистеме района путем врезки в ВЛ 110 кВ Аральск – Аралкум, протяженность линии Аральск – Коктем составит 4,32 км, Коктем – Аралкум – 4,32 км. Расчет режимов работы перспективной сети выполняется по схеме замещения представленной на рисунке 3.3. Ниже будут приведены расчеты сечения проводов на участках Аральск-Коктем, Коктем-Аралкум.

Перспективные нагрузки на подстанциях показаны в таблице 3.1.

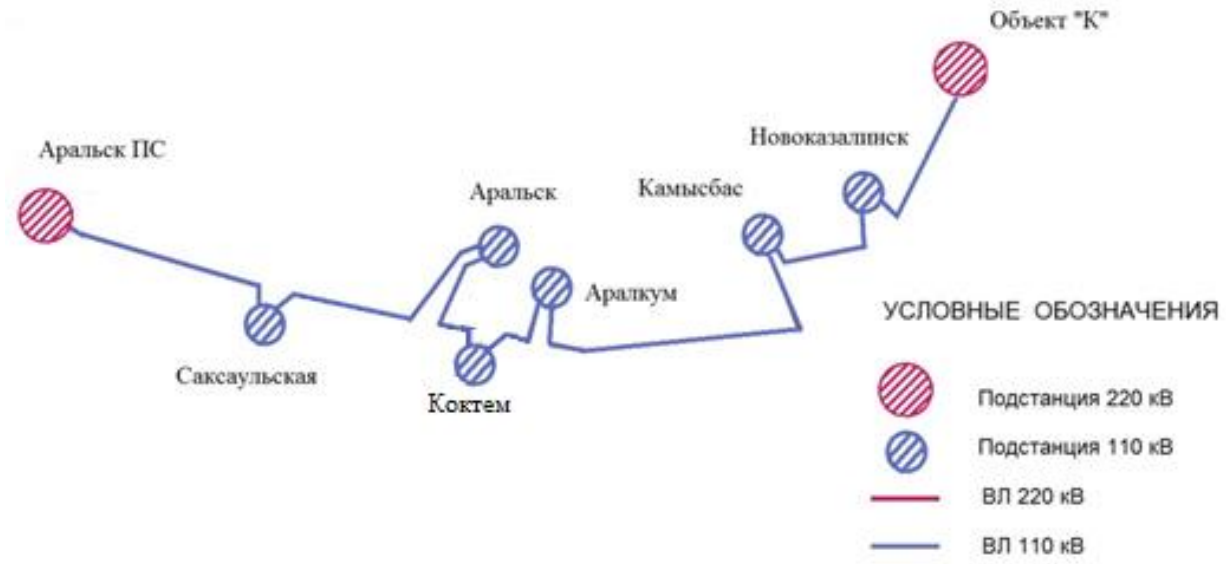


Рисунок 3.1 – Схема рассматриваемого участка сети 110 кВ Кызылординской области с учетом присоединения новой ПС Коктем

Таблица 3.1 – Перспективные нагрузки на подстанциях на 2030 г.

Узел	Название ПС	S, МВА	P, МВт	Q, МВар
3	Новоказалинск	12	10,2	6,324
5	Камысбас	3,6	2,88	2,16
7	Аралкум	3,3	2,805	1,739
9	Аральск	15	12	9
11	Саксаульская	3,7	2,96	2,22
13	Коктем	3,2	2,72	1,686

Таблица 3.2 – Нагрузки на подстанциях с учетом роста потребления

Название ПС	2016 г.		2020 г.		2025 г.		2030 г.	
	P, МВт	Q, МВар	P, МВт	Q, МВар	P, МВт	Q, МВар	P, МВт	Q, МВар
Новоказалинск	8,745	5,422	9,206	5,707	9,690	6,008	10,2	6,324
Камысбас	2,469	1,852	2,599	1,949	2,736	2,052	2,88	2,16
Аралкум	2,405	1,491	2,532	1,569	2,665	1,652	2,805	1,739
Аральск	10,289	7,716	10,830	8,123	11,400	8,550	12	9
Саксаульская	2,538	1,903	2,671	2,004	2,812	2,109	2,96	2,22
Коктем	2,332	1,446	2,455	1,522	2,584	1,602	2,720	1,686

3.1 Расчет и выбор сечений и марки проводов

Для выбора сечений ЛЭП необходимо рассчитать потоки мощности для участков сети при нормальном режиме.

Условно принято распределение потоков мощности (рисунок 3.2).

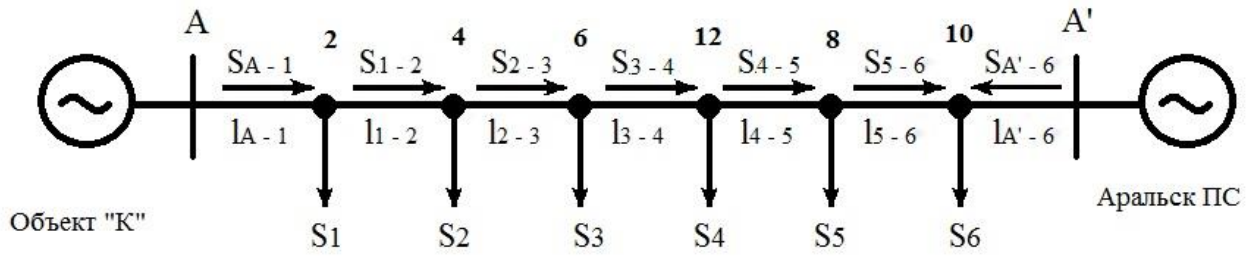


Рисунок 3.2 – Условное распределение потоков мощности

$$S_{A-1} = \frac{S_1\left(l_{1-2} + l_{2-3} + l_{3-4} + l_{4-5} + l_{5-6}\right) + S_6 l_{A'-6}}{l_{A-1} + l_{1-2} + l_{2-3} + l_{3-4} + l_{4-5} + l_{5-6} + l_{A'-6}}, \quad (3.1)$$

$$S_{1-2} = S_{A-1} - S_1, \quad (3.2)$$

$$S_{2-3} = S_{1-2} - S_2, \quad (3.3)$$

$$S_{3-4} = S_{2-3} - S_3, \quad (3.4)$$

$$S_{4-5} = S_{3-4} - S_4, \quad (3.5)$$

$$S_{A-1} = \frac{12 \cdot (9{,}82 + 9{,}7 + 4{,}32 + 4{,}32 + 10{,}5) + 3{,}7 \cdot 3}{40{,}4 + 9{,}82 + 9{,}7 + 4{,}32 + 4{,}32 + 10{,}5 + 3} = 5{,}789 \text{ МВА},$$

$$S_{1-2} = 5{,}789 - 12 = -6{,}211 \text{ МВА},$$

$$S_{2-3} = -6,211 - 3,6 = -9,811 \text{ МВА},$$

$$S_{3-4} = -9,811 - 3,3 = -13,111 \text{ МВА},$$

$$S_{4-5} = -13,111 - 15 = -28,111 \text{ МВА}.$$

Определяем величину тока и сечения проводов на участках 6-12 и 12-8:

$$I_{3-4} = \frac{S_{3-4}}{\sqrt{3}U_{ном}n}, \quad (3.6)$$

$$I_{4-5} = \frac{S_{4-5}}{\sqrt{3}U_{ном}n}, \quad (3.7)$$

$$I_{3-4} = \frac{13,111 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 68,8 \text{ А},$$

$$I_{4-5} = \frac{28,111 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 147,5 \text{ А},$$

$$F_{3-4} = \frac{I_{3-4}}{j_{эк}}, \quad (3.8)$$

$$F_{4-5} = \frac{I_{4-5}}{j_{эк}}, \quad (3.9)$$

$$F_{3-4} = \frac{68,8}{1,3} = 52,9 \text{ мм}^2.$$

Для участка 6-12 принимаются провода марки АС-95

$$F_{4-5} = \frac{147,5}{1,3} = 113,5 \text{ мм}^2.$$

Для участка 12-8 принимаются провода марки АС-120
Расчетные данные проводов на всех участках ВЛ приведены ниже:

Таблица 3.3 – Параметры проводов ВЛ участка сети

Ветвь	Название линии	Марка провода	x_0, Ом/км	r_0, Ом/км	$b_0 \cdot 10\text{-}6$, См/км
1-2	Объект «К» – Новоказалинск	АС-95	0,434	0,315	2,61
2-4	Новоказалинск – Камысбас	АС-95	0,434	0,315	2,61
4-6	Камысбас – Аралкум	АС-95	0,434	0,315	2,61
6-12	Аралкум – Коктем	АС-95	0,434	0,315	2,61
12-8	Коктем – Аральск	АС-120	0,427	0,249	2,66
8-10	Аральск – Саксаульская	АС-120	0,427	0,249	2,66
10-12	Саксаульская – Аральск ПС	АС-120	0,427	0,249	2,66

3.2 Расчет и выбор числа и мощности трансформаторов

Количество трансформаторов на подстанции зависит от требования надежности электроснабжения питающихся от неё потребителей. При снабжении потребителей 1 и 2 категорий по условиям надежности принято устанавливать на подстанции два параллельно работающих трансформатора идентичной мощности. Помимо этого, двухтрансформаторные подстанции устанавливаются при неравномерном суточном и годовом графике распределения электрической нагрузки потребителей, а также при существенных корреляциях нагрузки в сменах. В этом случае целесообразно отключать один из работающих трансформаторов.

При выборе двух трансформаторов на подстанции номинальная полная мощность каждого из них рассчитывается исходя из нагрузки каждого из трансформаторов 70 % от общей максимальной нагрузки потребления подстанции в нормальном режиме. Помимо этого должно быть предусмотрено условие обеспечения электроэнергией потребителей при выходе из строя одного из работающих трансформаторов, согласно которому каждый из устанавливаемых трансформатора в аварийном режиме должен выдержать перегрузку в 40 %. Согласно ПУЭ /I/ трансформаторы в аварийных режимах выдерживают перегрузку до 140% на время максимума нагрузки в течение 6 часов на протяжении 5 суток. Исходя из этого на проектируемую подстанцию было принято установить два трансформатора ТМН-2500/110. Данные всех трансформаторов приведены ниже:

Таблица 3.4 – Расчетные данные выбранных трансформаторов

Ветвь	Название ПС	Трансформатор	R, Ом	X, Ом
2-3	Новоказалинск	2×ТДН-10000/110	7,95	139
4-5	Камысбас	2×ТМН-2500/110	42,6	508,2
6-7	Аралкум	2×ТМН-2500/110	42,6	508,2
8-9	Аральск	2×ТДН-10000/110	7,95	139
10-11	Саксаульская	2×ТМН-2500/110	42,6	508,2
12-13	Коктем	2×ТМН-2500/110	42,6	508,2

3.3 Подготовка исходных данных к выполнению расчетов перспективной сети

По формулам (2.1), (2.2) и (2.3) были произведены расчеты активного, реактивного сопротивления и емкостной проводимости ЛЭП для схемы с новой подстанцией. Результаты этих расчетов сведены в таблицу 3.5.

Таблица 3.5 – Рассчитанные параметры участка сети

Ветвь	Название линии	Длина линии, км	Количество цепей	R, ОМ	X, Ом	B, 10-6 См
1-2	Объект «К» – Новоказалинск	40,4	1	12,726	17,534	105,44
2-4	Новоказалинск – Камысбас	9,82		3,093	4,262	25,630
4-6	Камысбас – Аралкум	9,7		3,056	4,210	25,317
6-12	Аралкум – Коктем	4,32		1,361	1,875	11,275
12-8	Коктем – Аральск	4,32		1,076	1,845	11,491
8-10	Аральск – Саксаульская	10,5		2,615	4,484	27,93
16-10	Саксаульская – Аральск ПС	3		0,747	1,281	7,980

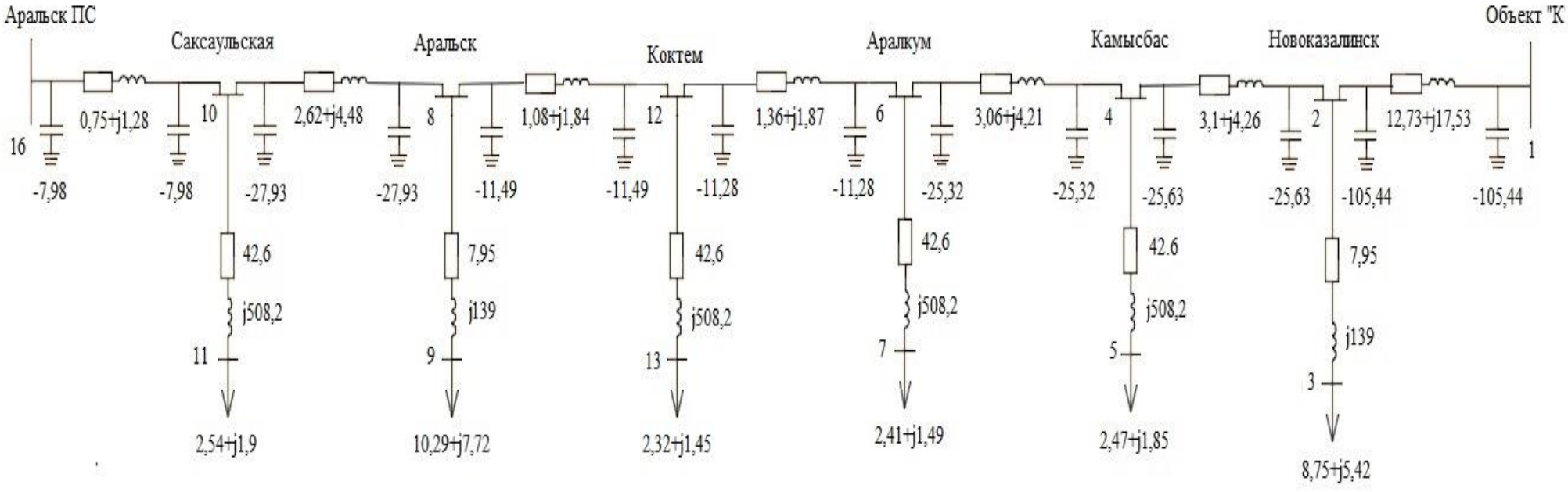


Рисунок 3.3 – Схема замещения рассматриваемого участка сети 110 кВ Кызылординской области с учетом присоединения новой подстанции «Коктем»

3.4 Расчет максимального режима работы перспективной сети

Произведем расчет максимального режима схемы с новой подстанцией Коктем.

Допустимые отклонения напряжения в максимальном режиме работы сети составляют ±5%.

Все исходные данные по подстанциям и линиям электропередач были внесены в программу «RASTR».

Таблица 3.6 – Исходные данные по узлам

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V	Delta
База	1	Объект "К"	115			5,8	8,3	115	-0,95
Нагр	2	Новоказалинск	110					113	-0,89
Нагр	3	Нагр. Новоказалинск	10	10,2	6,3			9,76	-4,09
Нагр	4	Камысбас	110					113,03	-0,77
Нагр	5	Нагр. Камысбас	10	2,9	2,2			9,64	-4,01
Нагр	6	Аралкум	110					113,21	-0,62
Нагр	7	Нагр. Аралкум	10	2,8	1,7			9,76	-3,77
Нагр	8	Аральск	110					113,54	-0,45
Нагр	9	Нагр. Аральск	10	12	9			9,63	-4,22
Нагр	10	Саксаульская	110					114,64	-0,11
Нагр	11	Нагр. Саксульская	10	3	2,2			9,78	-3,35
База	16	Аральск ПС	115			28,3	15,8	115	
Нагр	12	Коктем	110					113,36	-0,54
Нагр	13	Нагр. Коктем	10	2,7	1,7			9,79	-3,59

Таблица 3.7 – Исходные данные по ветвям

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	Na	I max
ЛЭП	1	2	Объект "К" - Новоказалинск	12,73	17,53	-105,4		-6	-8		56
Тр-р	2	3	Новоказалинск - Нагр. Новоказалинск	7,95	139		0,09	-5	-4		32
ЛЭП	2	4	Новоказалинск - Камысбас	3,09	4,26	-25,6		5	-2		27
Тр-р	4	5	Камысбас - Нагр. Камысбас	42,6	508,2		0,09	-1	-1		10
ЛЭП	4	6	Камысбас - Аралкум	3,06	4,21	-25,3		7	0		38
Тр-р	6	7	Аралкум - Нагр. Аралкум	42,6	508,2		0,09	-1	-1		9
Тр-р	8	9	Аральск - Нагр. Аральск	7,95	139		0,09	-6	-5		40
Тр-р	10	11	Саксаульская - Нагр. Саксульская	42,6	508,2		0,09	-1	-1		10

Продолжение таблицы 3.7

ЛЭП	16	10	Аральск ПС - Саксаульская	0,75	1,28	-8		-28	-16		163
Тр-р	2	3	Новоказалинск - Нагр. Новоказалинск	7,95	139		0,09	-5	-4		32
Тр-р	4	5	Камысбас - Нагр. Камысбас	42,6	508,2		0,09	-1	-1		10
Тр-р	6	7	Аралкум - Нагр. Аралкум	42,6	508,2		0,09	-1	-1		9
Тр-р	8	9	Аральск - Нагр. Аральск	7,95	139		0,09	-6	-5		40
Тр-р	10	11	Саксаульская - Нагр. Саксульская	42,6	508,2		0,09	-1	-1		10
ЛЭП	6	12	Аралкум - Коктем	1,36	1,85	-11,3		10	1		53
ЛЭП	12	8	Коктем - Аральск	1,08	1,84	-11,5		13	3		69
Тр-р	12	13	Коктем - Нагр. Коктем	42,6	508,2		0,09	-1	-1		8
Тр-р	12	13	Коктем - Нагр. Коктем	42,6	508,2		0,09	-1	-1		8
ЛЭП	8	10	Аральск - Саксаульская	2,62	4,48	-27,9		25	13		145

Таблица 3.8 – Полученные расчетные значения «Узлы+Ветви»

Номер	Название	V	Delta	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max
Ny	Название	V_2	Delta	P_л	Q_л	dP	dQ	I_л	P_ш	Q_ш
1	Объект "К"	115	-0,95			5,8	8,3			
2	Новоказалинск	113	0,1	-6	-8	0,11	0,15	51	0	-1,37
2	Новоказалинск	113	-0,89							
1	Объект "К"	115	-0,1	6	9	0,11	0,15	56	0	-1,37
3	Нагр. Новоказалинск	9,8	-3,2	-5	-4	0,02	0,42	32		
4	Камысбас	113	0,1	5	-2	0,01	0,01	26	0	-0,33
3	Нагр. Новоказалинск	9,8	-3,2	-5	-4	0,02	0,42	32		
3	Нагр. Новоказалинск	9,76	-4,09	10,2	6,3					
2	Новоказалинск	113	3,2	5	3	0,02	0,42	355		
2	Новоказалинск	113	3,2	5	3	0,02	0,42	355		
4	Камысбас	113,03	-0,77							
2	Новоказалинск	113	-0,1	-5	3	0,01	0,01	27	0	-0,33
5	Нагр. Камысбас	9,6	-3,2	-1	-1	0,01	0,14	10		
6	Аралкум	113,2	0,1	7	0	0,01	0,02	38	0	-0,32
5	Нагр. Камысбас	9,6	-3,2	-1	-1	0,01	0,14	10		

Продолжение таблицы 3.8

5	Нагр. Камысбас	9,64	-4,01	2,9	2,2					
4	Камысбас	113	3,2	1	1	0,01	0,14	108		
4	Камысбас	113	3,2	1	1	0,01	0,14	108		
6	Аралкум	113,21	-0,62							
4	Камысбас	113	-0,1	-8	1	0,01	0,02	38	0	-0,32
7	Нагр. Аралкум	9,8	-3,2	-1	-1	0,01	0,12	9		
7	Нагр. Аралкум	9,8	-3,2	-1	-1	0,01	0,12	9		
12	Коктем	113,4	0,1	10	1	0,01	0,02	53	0	-0,15
7	Нагр. Аралкум	9,76	-3,77	2,8	1,7					
6	Аралкум	113,2	3,2	1	1	0,01	0,12	98		
6	Аралкум	113,2	3,2	1	1	0,01	0,12	98		
8	Аральск	113,54	-0,45							
9	Нагр. Аральск	9,6	-3,8	-6	-5	0,04	0,68	40		
9	Нагр. Аральск	9,6	-3,8	-6	-5	0,04	0,68	40		
12	Коктем	113,4	-0,1	-13	-3	0,02	0,03	68		-0,15
10	Саксаульская	114,6	0,3	25	13	0,16	0,28	145		-0,36
9	Нагр. Аральск	9,63	-4,22	12	9					
8	Аральск	113,5	3,8	6	4	0,04	0,68	450		
8	Аральск	113,5	3,8	6	4	0,04	0,68	450		
10	Саксаульская	114,64	-0,11							
11	Нагр. Саксульская	9,8	-3,2	-1	-1	0,01	0,15	10		
16	Аральск ПС	115	0,1	28	16	0,06	0,1	163	0	-0,11
11	Нагр. Саксульская	9,8	-3,2	-1	-1	0,01	0,15	10		
8	Аральск	113,5	-0,3	-25	-13	0,16	0,28	144		-0,36
11	Нагр. Саксульская	9,78	-3,35	3	2,2					
10	Саксаульская	114,6	3,2	1	1	0,01	0,15	109		
10	Саксаульская	114,6	3,2	1	1	0,01	0,15	109		
16	Аральск ПС	115				28,3	15,8			
10	Саксаульская	114,6	-0,1	-28	-16	0,06	0,1	163	0	-0,11
12	Коктем	113,36	-0,54							
6	Аралкум	113,2	-0,1	-10	-1	0,01	0,02	53	0	-0,15
8	Аральск	113,5	0,1	13	3	0,02	0,03	69		-0,15
13	Нагр. Коктем	9,8	-3	-1	-1	0,01	0,11	8		
13	Нагр. Коктем	9,8	-3	-1	-1	0,01	0,11	8		
13	Нагр. Коктем	9,79	-3,59	2,7	1,7					
12	Коктем	113,4	3	1	1	0,01	0,11	94		
12	Коктем	113,4	3	1	1	0,01	0,11	94		

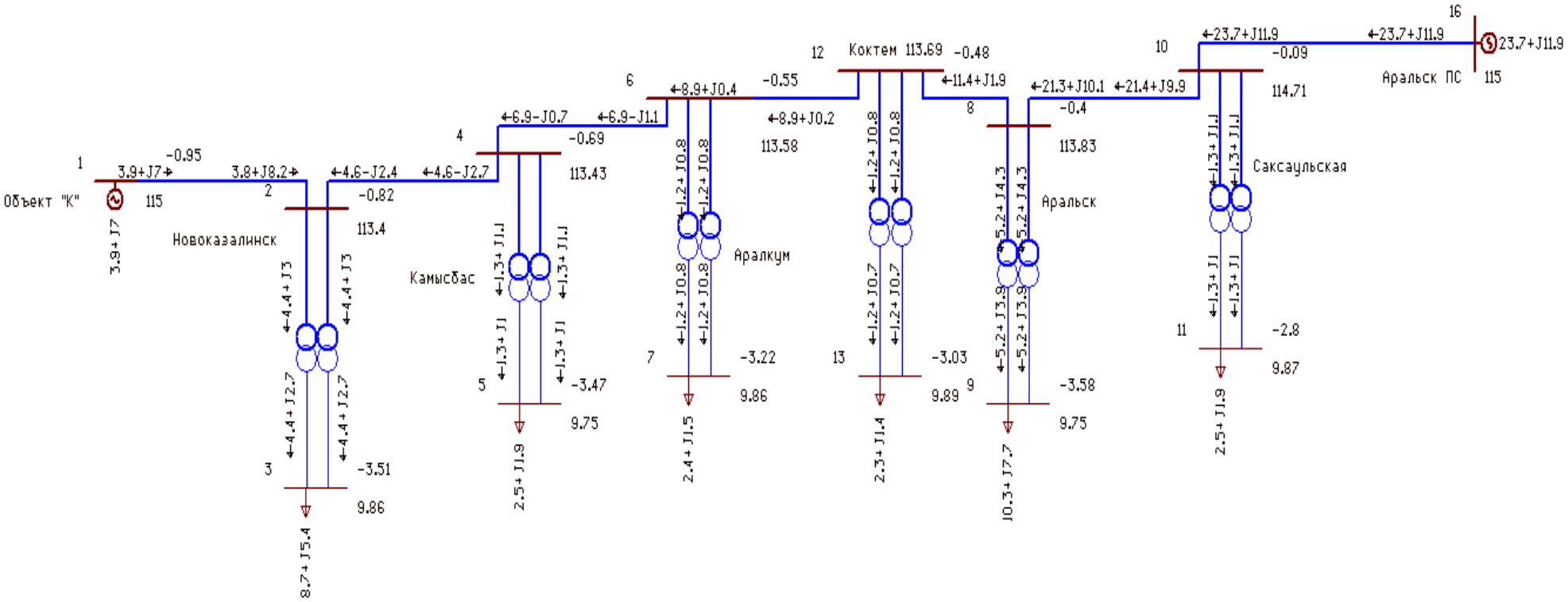


Рисунок 3.4 – Схема перетоков мощности рассматриваемого участка сети с учетом присоединения новой подстанции «Коктем» в максимальном режиме

3.5 Расчет минимального режима работы перспективной сети

Произведем расчет минимального режима.
Допустимые отклонения напряжения в данном режиме составляют ±5%.

Таблица 3.9 – Исходные данные по узлам

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V	Delta
База	1	Объект "К"	115			3,9	7	115	-0,95
Нагр	2	Новоказалинск	110					113,4	-0,82
Нагр	3	Нагр. Новоказалинск	10	8,7	5,4			9,86	-3,51
Нагр	4	Камысбас	110					113,43	-0,69
Нагр	5	Нагр. Камысбас	10	2,5	1,9			9,75	-3,47
Нагр	6	Аралкум	110					113,58	-0,55
Нагр	7	Нагр. Аралкум	10	2,4	1,5			9,86	-3,22
Нагр	8	Аральск	110					113,83	-0,4
Нагр	9	Нагр. Аральск	10	10,3	7,7			9,75	-3,58
Нагр	10	Саксаульская	110					114,71	-0,09
Нагр	11	Нагр. Саксульская	10	2,5	1,9			9,87	-2,8
База	16	Аральск ПС	115			23,7	11,9	115	
Нагр	12	Коктем	110					113,69	-0,48
Нагр	13	Нагр. Коктем	10	2,3	1,4			9,89	-3,03

Таблица 3.10 – Исходные данные по ветвям

Тип	N_ нач	N_ кон	Название	R	X	B	Кт/г	P_ нач	Q_ нач	N а	I max
ЛЭП	1	2	Объект "К" - Новоказалинск	12,73	17,53	-105,4		-4	-7		46
Тр-р	2	3	Новоказалинск - Нагр. Новоказалинск	7,95	139		0,09	-4	-3		27
ЛЭП	2	4	Новоказалинск - Камысбас	3,09	4,26	-25,6		5	-2		27
Тр-р	4	5	Камысбас - Нагр. Камысбас	42,6	508,2		0,09	-1	-1		8
ЛЭП	4	6	Камысбас - Аралкум	3,06	4,21	-25,3		7	-1		36
Тр-р	6	7	Аралкум - Нагр. Аралкум	42,6	508,2		0,09	-1	-1		7
Тр-р	8	9	Аральск - Нагр. Аральск	7,95	139		0,09	-5	-4		34
Тр-р	10	11	Саксаульская - Нагр. Саксульская	42,6	508,2		0,09	-1	-1		8
ЛЭП	16	10	Аральск ПС - Саксаульская	0,75	1,28	-8		-24	-12		133

Продолжение таблицы 3.10

Тр-р	2	3	Новоказалинск - Нагр. Новоказалинск	7,95	139		0,09	-4	-3		27
Тр-р	4	5	Камысбас - Нагр. Камысбас	42,6	508,2		0,09	-1	-1		8
Тр-р	6	7	Аралкум - Нагр. Аралкум	42,6	508,2		0,09	-1	-1		7
Тр-р	8	9	Аральск - Нагр. Аральск	7,95	139		0,09	-5	-4		34
Тр-р	10	11	Саксаульская - Нагр. Саксульская	42,6	508,2		0,09	-1	-1		8
ЛЭП	6	12	Аралкум - Коктем	1,36	1,85	-11,3		9	0		45
ЛЭП	12	8	Коктем - Аральск	1,08	1,84	-11,5		11	2		59
Тр-р	12	13	Коктем - Нагр. Коктем	42,6	508,2		0,09	-1	-1		7
Тр-р	12	13	Коктем - Нагр. Коктем	42,6	508,2		0,09	-1	-1		7
ЛЭП	8	10	Аральск - Саксаульская	2,62	4,48	-27,9		21	10		119

Таблица 3.11 – Полученные расчетные значения «Узлы+Ветви»

Номер	Название	V	Delta	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max
Ny	Название	V_2	dDelta	P_л	Q_л	dP	dQ	I_л	P_ш	Q_ш
1	Объект "К"	115	-0,95			3,9	7			
2	Новоказалинск	113,4	0,1	-4	-7	0,07	0,1	40		-1,38
2	Новоказалинск	113,4	-0,82							
1	Объект "К"	115	-0,1	4	8	0,07	0,1	46		-1,38
3	Нагр. Новоказалинск	9,9	-2,7	-4	-3	0,02	0,3	27		
4	Камысбас	113,4	0,1	5	-2	0,01	0,01	26		-0,33
3	Нагр. Новоказалинск	9,9	-2,7	-4	-3	0,02	0,3	27		
3	Нагр. Новоказалинск	9,86	-3,51	8,7	5,4					
2	Новоказалинск	113,4	2,7	4	3	0,02	0,3	300		
2	Новоказалинск	113,4	2,7	4	3	0,02	0,3	300		
4	Камысбас	113,43	-0,69							
2	Новоказалинск	113,4	-0,1	-5	3	0,01	0,01	27		-0,33
5	Нагр. Камысбас	9,8	-2,8	-1	-1	0,01	0,11	8		
6	Аралкум	113,6	0,1	7	-1	0,01	0,02	35		-0,33
5	Нагр. Камысбас	9,8	-2,8	-1	-1	0,01	0,11	8		
5	Нагр. Камысбас	9,75	-3,47	2,5	1,9					

Продолжение таблицы 3.11

4	Камысбас	113,4	2,8	1	1	0,01	0,11	93		
4	Камысбас	113,4	2,8	1	1	0,01	0,11	93		
6	Аралкум	113,58	-0,55							
4	Камысбас	113,4	-0,1	-7	1	0,01	0,02	36		-0,33
7	Нагр. Аралкум	9,9	-2,7	-1	-1	0,01	0,08	7		
7	Нагр. Аралкум	9,9	-2,7	-1	-1	0,01	0,08	7		
12	Коктем	113,7	0,1	9	0	0,01	0,01	45		-0,15
7	Нагр. Аралкум	9,86	-3,22	2,4	1,5					
6	Аралкум	113,6	2,7	1	1	0,01	0,08	83		
6	Аралкум	113,6	2,7	1	1	0,01	0,08	83		
8	Аральск	113,83	-0,4							
9	Нагр. Аральск	9,8	-3,2	-5	-4	0,03	0,49	34		
9	Нагр. Аральск	9,8	-3,2	-5	-4	0,03	0,49	34		
12	Коктем	113,7	-0,1	-11	-2	0,01	0,02	59		-0,15
10	Саксаульская	114,7	0,3	21	10	0,11	0,19	119	0	-0,36
9	Нагр. Аральск	9,75	-3,58	10,3	7,7					
8	Аральск	113,8	3,2	5	4	0,03	0,49	381		
8	Аральск	113,8	3,2	5	4	0,03	0,49	381		
10	Саксаульская	114,71	-0,09							
11	Нагр. Саксульская	9,9	-2,7	-1	-1	0,01	0,1	8		
16	Аральск ПС	115	0,1	24	12	0,04	0,07	133	0	-0,11
11	Нагр. Саксульская	9,9	-2,7	-1	-1	0,01	0,1	8		
8	Аральск	113,8	-0,3	-21	-10	0,11	0,19	119	0	-0,36
11	Нагр. Саксульская	9,87	-2,8	2,5	1,9					
10	Саксаульская	114,7	2,7	1	1	0,01	0,1	92		
10	Саксаульская	114,7	2,7	1	1	0,01	0,1	92		
16	Аральск ПС	115				23,7	11,9			
10	Саксаульская	114,7	-0,1	-24	-12	0,04	0,07	133	0	-0,11
12	Коктем	113,69	-0,48							
6	Аралкум	113,6	-0,1	-9	0	0,01	0,01	45		-0,15
8	Аральск	113,8	0,1	11	2	0,01	0,02	59		-0,15
13	Нагр. Коктем	9,9	-2,5	-1	-1	0,01	0,08	7		
13	Нагр. Коктем	9,9	-2,5	-1	-1	0,01	0,08	7		
13	Нагр. Коктем	9,89	-3,03	2,3	1,4					
12	Коктем	113,7	2,5	1	1	0,01	0,08	79		
12	Коктем	113,7	2,5	1	1	0,01	0,08	79		

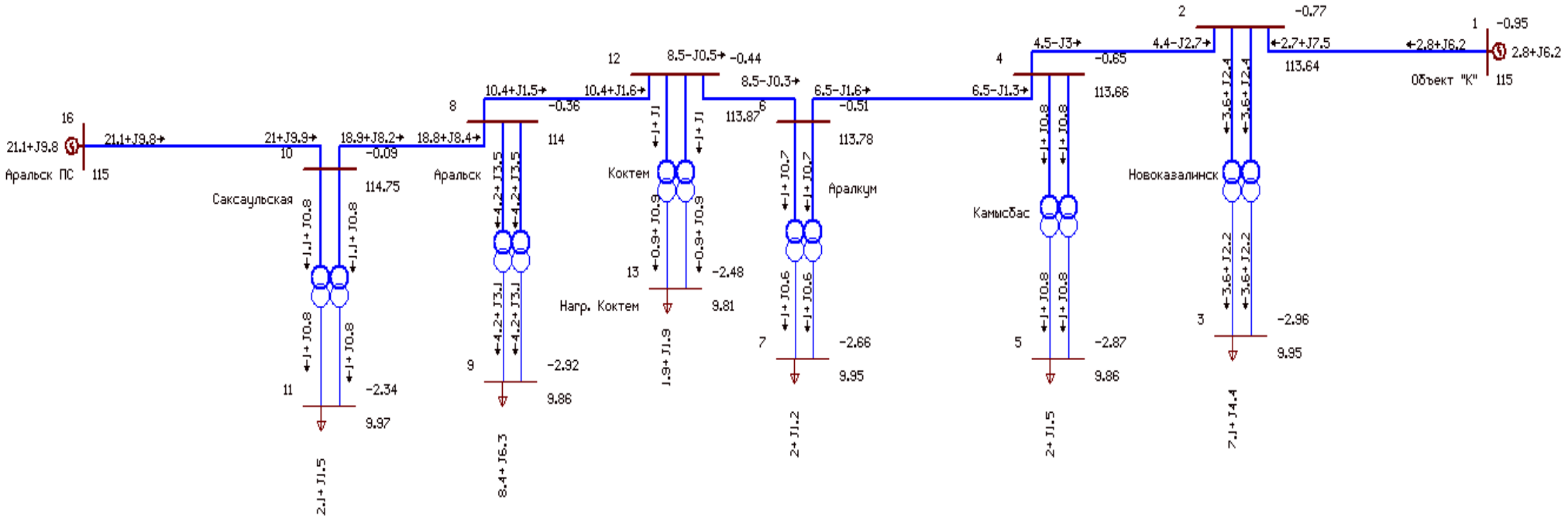


Рисунок 3.5 – Схема перетоков мощности рассматриваемого участка сети с учетом присоединения новой подстанции «Коктем» в минимальном режиме

3.6 Расчет послеаварийного режима работы перпективной сети

Рассматриваемый участок сети представляет собой схему электроснабжения с двусторонним питанием. Допустимые отклонения напряжения при послеаварийном режиме составляют ±10 % от номинальных значений во всех узловых точках.

Схема с двусторонним питанием является достаточно надежной для электроснабжения потребителей в любом режиме работы сети, в том числе и в послеаварийном, за счет того, что в случае отключении одного из источников питания питание поступает от второго источника.

Произведем расчет режима при выходе из строя первого источника питания Объект «К».

Таблица 3.12 – Исходные данные по узлам

S	Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V	Delta
x	База	1	Объект "К"	115			5,8	8,3		-0,95
	Нагр	2	Новоказалинск	110					110,81	-0,84
	Нагр	3	Нагр. Новоказалинск	10	10,2	6,3			9,55	-4,18
	Нагр	4	Камысбас	110					111,37	-0,74
	Нагр	5	Нагр. Камысбас	10	2,9	2,2			9,49	-4,09
	Нагр	6	Аралкум	110					112,08	-0,62
	Нагр	7	Нагр. Аралкум	10	2,8	1,7			9,65	-3,84
	Нагр	8	Аральск	110					112,85	-0,46
	Нагр	9	Нагр. Аральск	10	12	9			9,56	-4,27
	Нагр	10	Саксаульская	110					114,49	-0,11
	Нагр	11	Нагр. Саксульская	10	3	2,2			9,77	-3,36
	База	16	Аральск ПС	115			34,4	26	115	
	Нагр	12	Коктем	110					112,46	-0,55
	Нагр	13	Нагр. Коктем	10	2,7	1,7			9,7	-3,65

Таблица 3.13 – Исходные данные по ветвям

S	Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/r	P_нач	Q_нач	Na	Imax
x	ЛЭП	1	2	Объект "К" - Новоказалинск	12,73	17,53	-105,4					
	Тр-р	2	3	Новоказалинск - Нагр. Новоказалинск	7,95	139		0,09	-5	-4		33
	ЛЭП	2	4	Новоказалинск - Камысбас	3,09	4,26	-25,6		10	7		65
	Тр-р	4	5	Камысбас - Нагр. Камысбас	42,6	508,2		0,09	-1	-1		10
	ЛЭП	4	6	Камысбас - Аралкум	3,06	4,21	-25,3		13	9		84

Продолжение таблицы 3.13

	Тр-р	6	7	Аралкум - Нагр. Аралкум	42,6	508,2		0,09	-1	-1		9
	Тр-р	8	9	Аральск - Нагр. Аральск	7,95	139		0,09	-6	-5		41
	Тр-р	10	11	Саксаульская - Нагр. Саксульская	42,6	508,2		0,09	-1	-1		10
	ЛЭП	16	10	Аральск ПС - Саксаульская	0,75	1,28	-8		-34	-26		217
	Тр-р	2	3	Новоказалинск - Нагр. Новоказалинск	7,95	139		0,09	-5	-4		33
	Тр-р	4	5	Камысбас - Нагр. Камысбас	42,6	508,2		0,09	-1	-1		10
	Тр-р	6	7	Аралкум - Нагр. Аралкум	42,6	508,2		0,09	-1	-1		9
	Тр-р	8	9	Аральск - Нагр. Аральск	7,95	139		0,09	-6	-5		41
	Тр-р	10	11	Саксаульская - Нагр. Саксульская	42,6	508,2		0,09	-1	-1		10
	ЛЭП	6	12	Аралкум - Коктем	1,36	1,85	-11,3		16	11		101
	ЛЭП	12	8	Коктем - Аральск	1,08	1,84	-11,5		19	13		117
	Тр-р	12	13	Коктем - Нагр. Коктем	42,6	508,2		0,09	-1	-1		9
	Тр-р	12	13	Коктем - Нагр. Коктем	42,6	508,2		0,09	-1	-1		9
	ЛЭП	8	10	Аральск - Саксаульская	2,62	4,48	-27,9		31	23		198

Таблица 3.14 – Полученные расчетные значения «Узлы+Ветви»

S	Номер	Название	V	Delta	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_max
S	Ny	Название	V_2	dDelta	P_л	Q_л	dP	dQ	I_л	Q_ш
x	1	Объект "К"		-0,95			5,8	8,3		
	2	Новоказалинск								
	2	Новоказалинск	110,81	-0,84						
	1	Объект "К"								
	3	Нагр. Новоказалинск	9,6	-3,3	-5	-4	0,03	0,44	33	
	4	Камысбас	111,4	0,1	10	7	0,04	0,05	65	-0,32
	3	Нагр. Новоказалинск	9,6	-3,3	-5	-4	0,03	0,44	33	
	3	Нагр. Новоказалинск	9,55	-4,18	10,2	6,3				
	2	Новоказалинск	110,8	3,3	5	3	0,03	0,44	362	
	2	Новоказалинск	110,8	3,3	5	3	0,03	0,44	362	
	4	Камысбас	111,37	-0,74						
	2	Новоказалинск	110,8	-0,1	-10	-7	0,04	0,05	64	-0,32
	5	Нагр. Камысбас	9,5	-3,3	-1	-1	0,01	0,15	10	
	6	Аралкум	112,1	0,1	13	9	0,06	0,09	84	-0,32

Продолжение таблицы 3.14

	5	Нагр. Камысбас	9,5	-3,3	-1	-1	0,01	0,15	10	
	5	Нагр. Камысбас	9,49	-4,09	2,9	2,2				
	4	Камысбас	111,4	3,3	1	1	0,01	0,15	110	
	4	Камысбас	111,4	3,3	1	1	0,01	0,15	110	
	6	Аралкум	112,08	-0,62						
	4	Камысбас	111,4	-0,1	-13	-9	0,06	0,09	83	-0,32
	7	Нагр. Аралкум	9,7	-3,2	-1	-1	0,01	0,12	9	
	7	Нагр. Аралкум	9,7	-3,2	-1	-1	0,01	0,12	9	
	12	Коктем	112,5	0,1	16	11	0,04	0,06	101	-0,14
	7	Нагр. Аралкум	9,65	-3,84	2,8	1,7				
	6	Аралкум	112,1	3,2	1	1	0,01	0,12	99	
	6	Аралкум	112,1	3,2	1	1	0,01	0,12	99	
	8	Аральск	112,85	-0,46						
	9	Нагр. Аральск	9,6	-3,8	-6	-5	0,04	0,69	41	
	9	Нагр. Аральск	9,6	-3,8	-6	-5	0,04	0,69	41	
	12	Коктем	112,5	-0,1	-19	-13	0,04	0,08	117	-0,15
	10	Саксаульская	114,5	0,3	31	23	0,31	0,53	198	-0,36
	9	Нагр. Аральск	9,56	-4,27	12	9				
	8	Аральск	112,9	3,8	6	4	0,04	0,69	453	
	8	Аральск	112,9	3,8	6	4	0,04	0,69	453	
	10	Саксаульская	114,49	-0,11						
	11	Нагр. Саксульская	9,8	-3,3	-1	-1	0,01	0,15	10	
	16	Аральск ПС	115	0,1	34	26	0,11	0,18	217	-0,11
	11	Нагр. Саксульская	9,8	-3,3	-1	-1	0,01	0,15	10	
	8	Аральск	112,9	-0,3	-31	-23	0,31	0,53	197	-0,36
	11	Нагр. Саксульская	9,77	-3,36	3	2,2				
	10	Саксаульская	114,5	3,3	1	1	0,01	0,15	109	
	10	Саксаульская	114,5	3,3	1	1	0,01	0,15	109	
	16	Аральск ПС	115				34,4	26		
	10	Саксаульская	114,5	-0,1	-34	-26	0,11	0,18	216	-0,11
	12	Коктем	112,46	-0,55						
	6	Аралкум	112,1	-0,1	-16	-11	0,04	0,06	100	-0,14
	8	Аральск	112,9	0,1	19	13	0,04	0,08	117	-0,15
	13	Нагр. Коктем	9,7	-3,1	-1	-1	0,01	0,11	9	
	13	Нагр. Коктем	9,7	-3,1	-1	-1	0,01	0,11	9	
	13	Нагр. Коктем	9,7	-3,65	2,7	1,7				
	12	Коктем	112,5	3,1	1	1	0,01	0,11	95	
	12	Коктем	112,5	3,1	1	1	0,01	0,11	95	

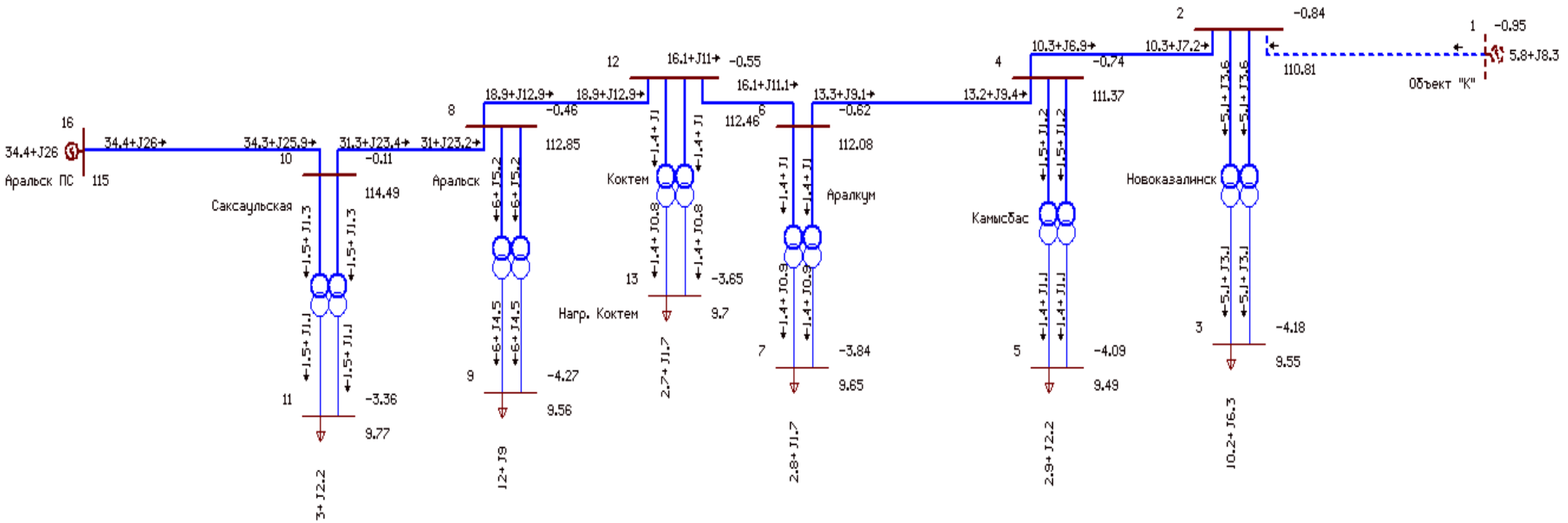


Рисунок 3.6 – Схема перетоков мощности рассматриваемого участка сети с учетом присоединения новой подстанции «Коктем» при отключении первого источника питания – Объект «К»

4. Расчет токов короткого замыкания на шинах новой подстанции и выбор основного оборудования

4.1 Расчет токов короткого замыкания

Для того чтобы повысить надежность энергоснабжения, необходимо поддерживать оптимальный уровень токов КЗ. Надёжность понимается как способность выполнения заданных для энергообъекта функций с учётом сохранения эксплуатационных показателей в условиях, оговорённых в нормативных документациях.

По схеме 110 кВ Кызылординской области рассматриваются случаи возникновения КЗ в двух точках: К-1-шины высокого напряжения проектируемой подстанции и К-2-шины 10 кВ проектируемой подстанции.

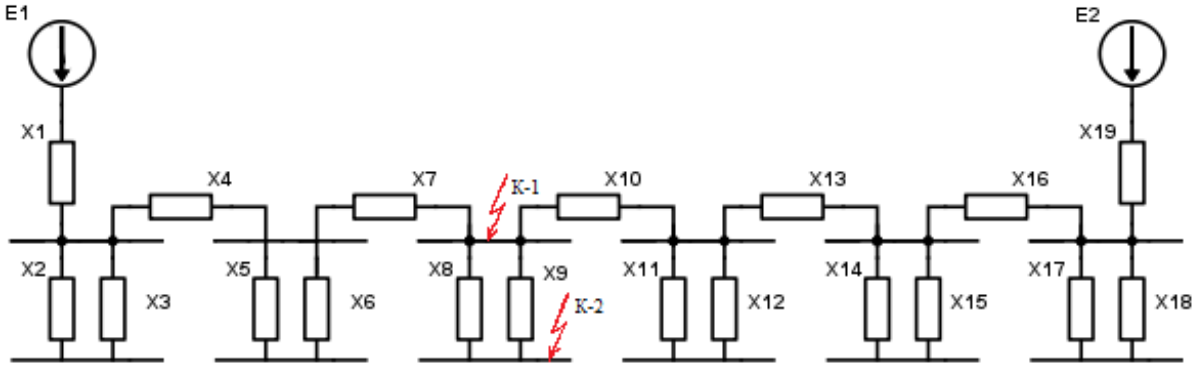


Рисунок 4.1 – Схема замещения для расчета токов короткого замыкания

Необходимо упростить данную схему, для этого принимается тот факт, что ток короткого замыкания не будет протекать по обмоткам трансформаторов на всех подстанциях, кроме подстанции Коктем. В итоге приходим к следующему виду схемы замещения:

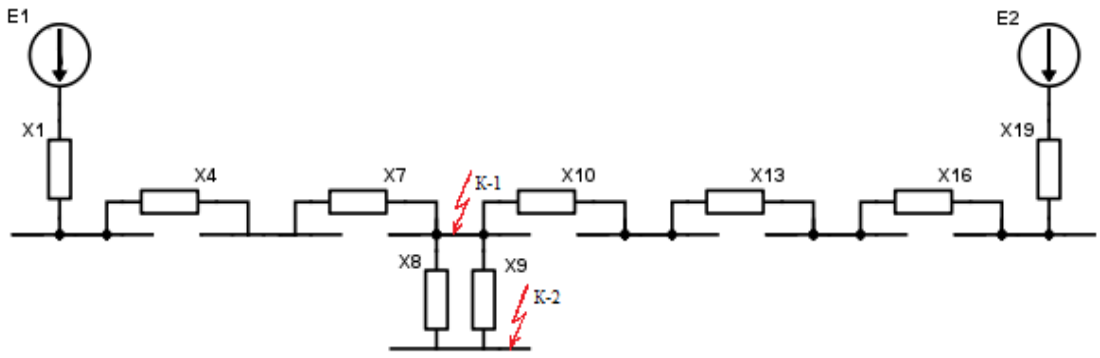


Рисунок 4.2 – Преобразованная схема замещения для расчета токов КЗ

Рассмотрим случай с возникновением трехфазного короткого замыкания в точке К-1. Здесь, путём преобразования схема замещения сводится к следующему виду:

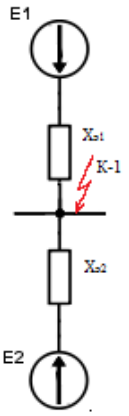


Рисунок 4.3 – Схема замещения для расчета тока КЗ в точке К – 1

Здесь эквивалентные сопротивления участков сети:

$$X_{э1} = X_1 + X_4 + X_7, \tag{4.1}$$

$$X_{э2} = X_{10} + X_{13} + X_{16} + X_{19}. \tag{4.2}$$

Прежде чем расчитывать эквивалентные сопротивления нужно выполнить переход к относительным единицам:

$$x_* = x_{уд} \cdot l \frac{S_б}{U_{ср}^2}, \tag{4.3}$$

$$x_{*тр} = \frac{U_к\%}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{ном}}, \tag{4.4}$$

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_{ср}}. \tag{4.5}$$

Примем $S_б$ = 10000 МВА.

Сопротивление линий электропередач в относительных единицах:

$$X_{*1} = 1,281 \cdot \frac{10000}{115^2} = 0,97,$$

$$X_{*4} = 4,484 \cdot \frac{10000}{115^2} = 3,39,$$

$$X_{*7} = 1,845 \cdot \frac{10000}{115^2} = 1,4,$$

$$X_{*10} = 1,875 \cdot \frac{10000}{115^2} = 1,42,$$

$$X_{*13} = 4,21 \cdot \frac{10000}{115^2} = 3,18,$$

$$X_{*16} = 4,262 \cdot \frac{10000}{115^2} = 3,2,$$

$$X_{*19} = 17,534 \cdot \frac{10000}{115^2} = 13,26.$$

Сопротивление трансформатора на подстанции Коктем:

$$X_{*тр} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{10000}{2,5} = 420.$$

Результирующие сопротивления:

$$X_{*э1} = 0,97 + 3,39 + 1,4 = 5,76,$$

$$X_{*э2} = 1,42 + 3,18 + 3,2 + 13,26 = 21,06.$$

Базисный ток:

$$I_б = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 8,72 \text{ кА}.$$

Ток трехфазного КЗ определяется по формуле:

$$I_{п,0} = \frac{I_б}{x_*}. \qquad (4.6)$$

Значения токов КЗ по ветвям:

со стороны Аральск ПС (Е1):

$$I_{п,0} = \frac{50,2}{5,76} = 8,72 \text{ кА},$$

со стороны Объект «К» (Е2) :

$$I_{п,0} = \frac{50,2}{21,06} = 2,38 \text{ кА}.$$

Суммарный ток КЗ в точке К-1:

$$I_{п,0\ К1} = 8,72 + 2,38 = 11,1 \text{ кА}.$$

В случае с возникновением трехфазного КЗ в точке К-2 можно упростить схему замещения, представленную на рисунке 4.2:

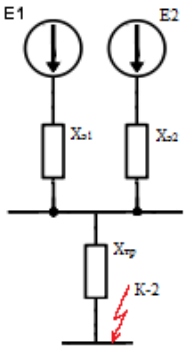


Рисунок 4.4 — Упрощенная схема замещения для расчета тока КЗ в точке К – 2

Сэквивалентировав сопротивления $X_{э1}$, $X_{э2}$, $X_{тр}$, получим итоговую схему для расчета тока КЗ в точке К-2:

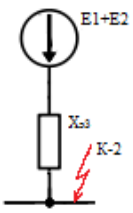


Рисунок 4.5 — Схема замещения для расчета тока КЗ в точке К – 2

Сопротивление схемы:

$$X_{э3} = Xтр + Xэ1 \,||\, Xэ2, \qquad (4.7)$$

$$X_{эз} = 420 + \frac{5,72 \cdot 21,06}{5,72 + 21,06} = 424,5.$$

Базисный ток:

$$I_{б} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 549,87 \text{ кА}.$$

Ток КЗ в точке К-2:

$$I_{п,0\ К2} = \frac{549,87}{424,5} = 1,3 \text{ кА}.$$

4.2 Расчет и выбор выключателя и разъединителя на ОРУ 110 кВ

Выключатели являются основным электрическим оборудованием на подстанциях. Они предназначены для того, чтобы защищать сеть от:

– длительной нагрузки;
– перегрузки;
– короткого замыкания;
– холостого хода;
– несинхронной работы.

Выбор выключателей производится по следующим параметрам [1]:

– напряжению установки:

$$U_{уст} \le U_{ном}, \tag{4.8}$$

где $U_{уст}$ – номинальное напряжение сети, кВ;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение выбираемого аппарата, кВ.

– условие выбора аппарата по номинальному току:

$$I_{раб} \le I_{ном}, \tag{4.9}$$

где $I_{раб}$ – рабочий ток в данной сети, А;

$I_{ном}$ – номинальный ток аппарата, А.

– отключению периодической составляющей К.З.:

$$I_{п.\tau} \le I_{откл.ном}, \tag{4.10}$$

где $I_{п.\tau}$ – периодическая составляющая тока трёхфазного короткого замыкания, кА;

$I_{откл.ном}$ – номинальный ток отключения аппарата, кА.

– отключению апериодической составляющей тока К.З.:

$$i_{а.\tau} \le i_{а.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_н \cdot I_{откл.ном}}{100}, \quad (4.11)$$

где $\beta_н$ – нормированное значение содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, %.

$$i_{а.\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{п.0} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_а}}, \quad (4.12)$$

где τ – наименьшее время от начала К.З. до момента расхождения дугогасительных контактов:

$$\tau = t_{з.min} + t_{с.в.}, \quad (4.13)$$

где $t_{з.min} = 0,01\,с$ – минимальное время действия релейной защиты;

$t_{с.в.} = 0,025\,с$ – собственное время отключения выключателя;

$T_а$ – постоянная времени затухания а периодической составляющей, примем $T_а = 0,02\,с$;

– электродинамической стойкости:

$$i_у \le i_{дин}, \quad (4.14)$$

где $i_{дин}$ – наибольший пик (ток электродинамической стойкости) по каталогу;

$i_у$ – ударный ток:

$$i_у = \sqrt{2} \cdot k_у \cdot I_{П.0}, \quad (4.15)$$

где $k_у$ – ударный коэффициент, нормированный для выключателей;

– термической стойкости:

$$B_к \le I^2_{терм} \cdot t_{терм}, \quad (4.16)$$

где $I^2_{терм}$ - предельный ток термической стойкости;

$t_{терм}$ - длительность протекания тока термической

$B_к$ – тепловой импульс по расчету, $кА^2 \cdot с$:

$$B_к = (I_{П.0})^2 \cdot (t_{откл} + T_а), \quad (4.17)$$

где $t_{откл} = t_{р.з.} + t_d = 0{,}1 + 0{,}055 = 0{,}155$ с.

Здесь $t_{р.з.}$ – время действия релейной защиты;

$t_в$ – полное время отключения выключателя (каталожные данные).

Наиболее тяжёлой и ответственной операцией является отключение токов КЗ и включение на существующем КЗ.

Максимальные токи продолжительного режима в цепях вводов находим из условия, что один из вводов нагружен на полную мощность:

$$I_{max} = \frac{1.4 \cdot S_{т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (4.18)$$

$$I_{max} = \frac{1.4 \cdot 2500}{\sqrt{3} \cdot 110} = 18.4 \text{ А}.$$

По максимальному току продолжительного режима выбирается выключатель ВГТ-110-40/2000.

Апериодическая составляющая тока КЗ:

$$i_{а.\tau} = \sqrt{2} \cdot 11{,}1 \cdot e^{-\frac{0{,}035}{0{,}02}} = 3{,}35 \text{ кА}.$$

В свою очередь завод – изготовитель гарантирует выключателю содержание апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ:

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot 40 \cdot 0{,}4 = 22{,}63 \text{ кА},$$

$$i_у = \sqrt{2} \cdot k_у \cdot I_{П.0} = \sqrt{2} \cdot 1{,}61 \cdot 11.1 = 25{,}3 \text{ кА}.$$

Определим тепловой импульс, выделяемый током КЗ:

$$B_к = (I_{П.0})^2 \cdot (t_{откл} + T_а) = 11{,}1^2 \cdot (0{,}155 + 0{,}02) = 22{,}6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Выбирается разъединитель для наружной установки РГ-110-1000. Результаты выбора сведены в таблицу 4.1.

Таблица 4.1 – Выключатель и разъединитель, устанавливаемый на стороне ВН

Расчетные параметры	Выключатель	Разъединитель
	ВГТ-110-40/2000	РГ-110/1000
$U_{уст} = 110$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ
$I_{max} = 18,4$А	$I_{ном} = 2000$ А	$I_{ном} = 1000$ А
$I_{П,0} = 11,1$ кА	$I_{откл.ном} = 40$ кА	–
$i_{а.\tau} = 3,35$кА	$i_{а.ном} = 22,63$ кА	–
$i_у$ = 25,3 кА	$I_{дин}$ = 102 кА	$I_{дин}$ = 80 кА
$B_к$ = 22,6 кА^{2}с	$B_{т.ном}$ = 4800 кА^{2}с	$B_{т.ном}$ = 31,5 кА^{2}с

4.3 Расчет и выбор трансформатора тока на ОРУ 110 кВ

Для наружной установки в цепи 110 кВ примем трансформатор тока ТФЗМ-110Б.

Трансформаторы тока выбираем по [1]:

– напряжению установки:

$$U_{уст} \le U_{ном}; \tag{4.19}$$

– току:

$$I_{max} \le I_{1ном}, \tag{4.20}$$

где $I_{1ном}$ – номинальный ток первичной обмотки;

– электродинамической стойкости:

$$i_у \le i_{дин}; \tag{4.21}$$

– термической стойкости:

$$B_к \le I^2_{терм} \cdot t_{терм}; \tag{4.22}$$

– вторичной нагрузке:

$$r_2 \le r_{2ном}. \tag{4.23}$$

Принимается к установке трансформатор тока типа ТФЗМ110-У1. Расчётные и каталожные данные этого трансформатора тока сведены в таблицу 4.2.

Таблица 4.2 – Расчётные и каталожные данные трансформатора тока

Расчетные данные	Трансформатор тока
	ТФЗМ110-У1
$U_{уст} = 110$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ
$I_{max} = 18,4$А	$I_{ном.1.} = 50$ А
$i_у = 25,3$ кА	$i_{дин} = 62$ А
$B_к = 22,6$ кА^{2}с	$B_{т.ном.} = 588$ кА^{2}с
–	$S_{2ном} = 30$ В·А
–	$I_{2ном} = 5$ А
$Z_2 = 0,8$ Ом	$Z_{2ном} = 1.2$ Ом

Таблица 4.3 – Вторичная нагрузка трансформатора тока и напряжения

Наименование прибора	Тип	Потребляемая мощность, В·А		
		А	В	С
Амперметр	Э – 335	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	Д – 335	0,5	–	0,5
Счетчик активной энергии	СА3 – И672	2,5	–	2,5
Счетчик реактивной энергии	СР4 – И676	2,5	–	2,5

По таблице 4.3 следует, что трансформаторы тока наиболее загружены в фазах А и С. Следовательно максимальная потребляемая мощность приборов:

$$S_{приб} = 0,5 + 0,5 + 2,5 + 2,5 = 6 \text{ ВА}.$$

Номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока:

$$Z_{2ном} = \frac{S_{ном}}{I^2_{ном}}; \qquad (4.24)$$

$$Z_{2ном} = \frac{30}{25} = 1,2 \text{ Ом}.$$

Сопротивление приборов определяется по выражению:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I^2_2}; \qquad (4.25)$$

$$r_{приб} = \frac{6}{5^2} = 0,24 \text{ Ом}.$$

Определяется сопротивление соединительных проводов. Для этого нужно вычислить его ориентировочное значение [1]:

$$r_{пр} = Z_{2ном} - r_{приб} - r_к, \quad (4.26)$$

где $r_к$ – сопротивление контактов, принимаем $r_к = 0,1$ Ом для 4 приборов.

$$r_{пр} = 1,2 - 0,24 - 0,1 = 0,86 \text{ Ом}.$$

Определяется сечение соединительных проводов по формуле [1]:

$$q = \frac{\rho l_{расч}}{r_{пр}}, \quad (4.27)$$

где ρ – удельное сопротивление материала проводов, принимаем $\rho = 0,0283$ Ом / м для проводов с алюминиевыми жилами;

$l_{расч}$ – расчетная длина проводов, принимаем $l_{расч} = 65$ м для стороны ВН трансформатора.

$$q = \frac{0,0283 \cdot 65}{0,86} = 2,1 \text{ мм}^2.$$

По условию прочности сечение для алюминиевых проводов не должно быть меньше 4 мм^2, исходя из этого принимается сечение соединительных проводов равным 4 мм^2.

По формуле (4.27) сопротивление соединительных проводов:

$$r_{пр} = \frac{0,0283 \cdot 65}{4} = 0,46 \text{ Ом}.$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока:

$$Z_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_к; \quad (4.28)$$

$$Z_2 = 0,24 + 0,46 + 0,1 = 0,8 \text{ Ом}.$$

Выбранный трансформатор тока удовлетворяем всем условиям.

4.4 Расчет выбор трансформатора напряжения на ОРУ 110 кВ

Трансформатор напряжения устанавливается для питания катушек напряжения измерительных приборов и для изоляции в сетях с малыми токами замыкания на землю.

На сборных шинах ОРУ 110 кВ выбираем ЗНОЛ-СЭЩ 10. Данный трансформатор имеет две вторичные обмотки, одна из которых включена в звезду и к ней подключаются катушки измерительных приборов, другая соединяется в разомкнутый треугольник и используется для контроля изоляции.

Трансформаторы напряжения выбираются по [1]:

– напряжению установки:

$$U_{уст} \le U_{ном}; \tag{4.29}$$

– по конструкции и схеме соединения обмоток;

– по классу точности;

– по вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \le S_{ном}. \tag{4.30}$$

К фазам трансформатора тока установили те же измерительные аппараты, что и для трансформатора тока, данные по вторичной нагрузке приведены в таблице 4.3. Номинальная мощность вторичной обмотки составляет 10 МВА. Три трансформатора напряжения ЗНОЛ-СЭЩ 10 соединённых в звезду имеют мощность:

$$S_{ном} = 3 \cdot 10 = 30 \text{ ВА},$$

$$30 \text{ ВА} > 6 \text{ ВА}.$$

Следовательно, выбранный трансформатор напряжения будет работать в заданном классе точности 0,2.

4.5 Расчет и выбор ограничителя перенапряжения на ОРУ 110 кВ.

ОПН для защиты трансформаторов выбирается по напряжению установки:

$$U_{уст} \le U_{ном}.$$

Принят к установке ОПН 110УХЛ1.

4.6 Расчет и выбор выключателя на ЗРУ 10 кВ

Выбор оборудования на ЗРУ 10 кВ производится по тем же условиям, по которым были выбраны оборудования на ОРУ 110 кВ.

Максимальные токи продолжительного режима в цепях вводов находятся по формуле (4.18):

$$I_{max} = \frac{1.4 \cdot 2500}{\sqrt{3} \cdot 10} = 202{,}1 \text{ А}.$$

По максимальному току продолжительного режима выбирается выключатель BB/TEL-10-20/1000.

Апериодическая составляющая тока КЗ по формуле (4.12):

$$i_{а.\tau} = \sqrt{2} \cdot 1{,}3 \cdot e^{-\frac{0{,}035}{0{,}02}} = 0{,}32 \text{ кА}.$$

Содержание апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ:

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot 20 \cdot 0{,}4 = 11{,}3 \text{ кА}.$$

Ударный ток короткого замыкания по формуле (4.15):

$$i_{у} = \sqrt{2} \cdot k_{у} \cdot I_{П.0} = \sqrt{2} \cdot 1{,}61 \cdot 1.3 = 2{,}96 \text{ кА}.$$

Определим тепловой импульс, выделяемый током КЗ:

$$B_{к} = (I_{П.0})^2 \cdot (t_{откл} + T_{а}) = 1{,}3^2 \cdot (0{,}155 + 0{,}02) = 0{,}3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

Результаты выбора выключателя сведены в таблицу 4.4.

Таблица 4.4 – Выключатель, устанавливаемый на стороне НН

Расчетные параметры	Выключатель
	BB/TEL-10-20/1000
$U_{уст} = 10$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ
$I_{max} = 202{,}1$ А	$I_{ном} = 1000$А
$I_{П,0} = 1{,}3$ кА	$I_{откл.ном} = 20$ кА
$i_{а.\tau} = 0{,}32$ кА	$i_{а.ном} = 20$ кА
$i_{у} = 2{,}96$ кА	$I_{дин} = 20$ кА
$B_{к} = 0{,}3$ кА^{2}с	$B_{т.ном} = 1200$ кА^{2}с

4.7 Расчет и выбор трансформатора тока на ЗРУ 10 кВ

Трансформатор тока на ЗРУ 10 кВ выбирается по тому же принципу, по которому был выбран трансформатор тока на ОРУ 110 кВ. По этому принципу был выбран трансформатор тока ТОЛ-10. Расчетные и каталожные данные выбранного трансформатора тока приведены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Расчётные и каталожные данные трансформатора тока на ЗРУ 10 кВ

Расчетные данные	Трансформатор тока
	ТОЛ-10
$U_{уст}$=10 кВ	$U_{ном}$=10 кВ
I_{max}=202,1 А	$I_{ном.1.}$=300 А
$i_у$ =2,96 кА	$i_{дин}$=100 А
$B_к$=0,3 кА^{2}с	$B_{т.ном.}$=1000 кА^{2}с
–	$S_{2ном}$ = 30 В·А
–	$I_{2ном}$ = 5 А
Z_2 = 0,37 Ом	$Z_{2ном}$ = 1.2 Ом

Для определения вторичной нагрузки трансформатора тока необходимо использовать данные с таблицы 4.3. Исходя из этих данных, рассчитывается максимальная потребляемая мощность приборов:

$$S_{приб} = 0,5 + 0,5 + 2,5 + 2,5 = 6 \text{ ВА}.$$

Номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока по формуле (4.24):

$$Z_{2ном} = \frac{30}{25} = 1,2 \text{ Ом}.$$

Сопротивление приборов определяется по формуле (4.25):

$$r_{приб} = \frac{6}{5^2} = 0,24 \text{ Ом}.$$

Определяется сопротивление соединительных проводов. Для этого нужно вычислить его ориентировочное значение по формуле (4.26):

$$r_{пр} = 1,2 - 0,24 - 0,1 = 0,86 \text{ Ом}.$$

Определяется сечение соединительных проводов по формуле (4.27):

$$q = \frac{\rho l_{расч}}{r_{пр}},$$

где ρ – удельное сопротивление материала проводов, принимаем ρ = 0,0283 Ом/м для проводов с алюминиевыми жилами;

$l_{расч}$ – расчетная длина проводов, принимаем $l_{расч}$ = 4 м для стороны НН трансформатора.

$$q = \frac{0,0283 \cdot 4}{0,86} = 0,13 \text{ мм}^2.$$

По условию прочности сечение для алюминиевых проводов не должно быть меньше 4 мм^2, исходя из этого принимается сечение соединительных проводов равным 4 мм^2.

По формуле (4.27) сопротивление соединительных проводов:

$$r_{пр} = \frac{0,0283 \cdot 4}{4} = 0,03 \text{ Ом}.$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока по формуле (4.28):

$$Z_2 = 0,24 + 0,03 + 0,1 = 0,37 \text{ Ом}.$$

Выбранный трансформатор тока удовлетворяем всем условиям.

4.8 Расчет и выбор трансформатора напряжения на ЗРУ 10 кВ

Трансформатор напряжения выбирается по условиям (4.29), (4.30):

Данные по вторичной нагрузке трансформатора напряжения приведены в таблице 4.3. Номинальная мощность вторичной обмотки для класса точности 0,2 составляет 25 МВА. Три трансформатора напряжения ЗНОЛ-10 соединённых в звезду имеют мощность:

$$S_{ном} = 3 \cdot 25 = 75 \text{ ВА};$$

$$75 \text{ ВА} > 6 \text{ ВА}.$$

Следовательно, выбранный трансформатор напряжения будет работать в заданном классе точности.

4.9 Выбор главной схемы электрических соединений подстанции «Коктем»

Основная модель электрических синтезов подстанции – это комплекс первостепенного электрооборудования, монтажных шин, переключательной и иной основной техники со всеми проделанными меж ними соединениями. Подобранная модель при исполнении электроустановки обязана гарантировать серию условий: безопасность электроснабжения покупателей; пригодность к проведению ремонтных дел; эксплуатационная эластичность электрической схемы; финансовая рациональность.

Надежность – свойство системы электроснабжения, обусловленное её безотказностью, долговечностью и ремонтопригодностью и обеспечивающее нормальное выполнение заданных функций системы [3].

По способу присоединения к электрической сети все подстанции подразделяются на тупиковые, ответвительные, проходные и узловые. Подстанция «Коктем» является проходной, следовательно, для присоединения её к электрической сети была выбрана схема 110-5Н, изображенная на рисунке 4.6.

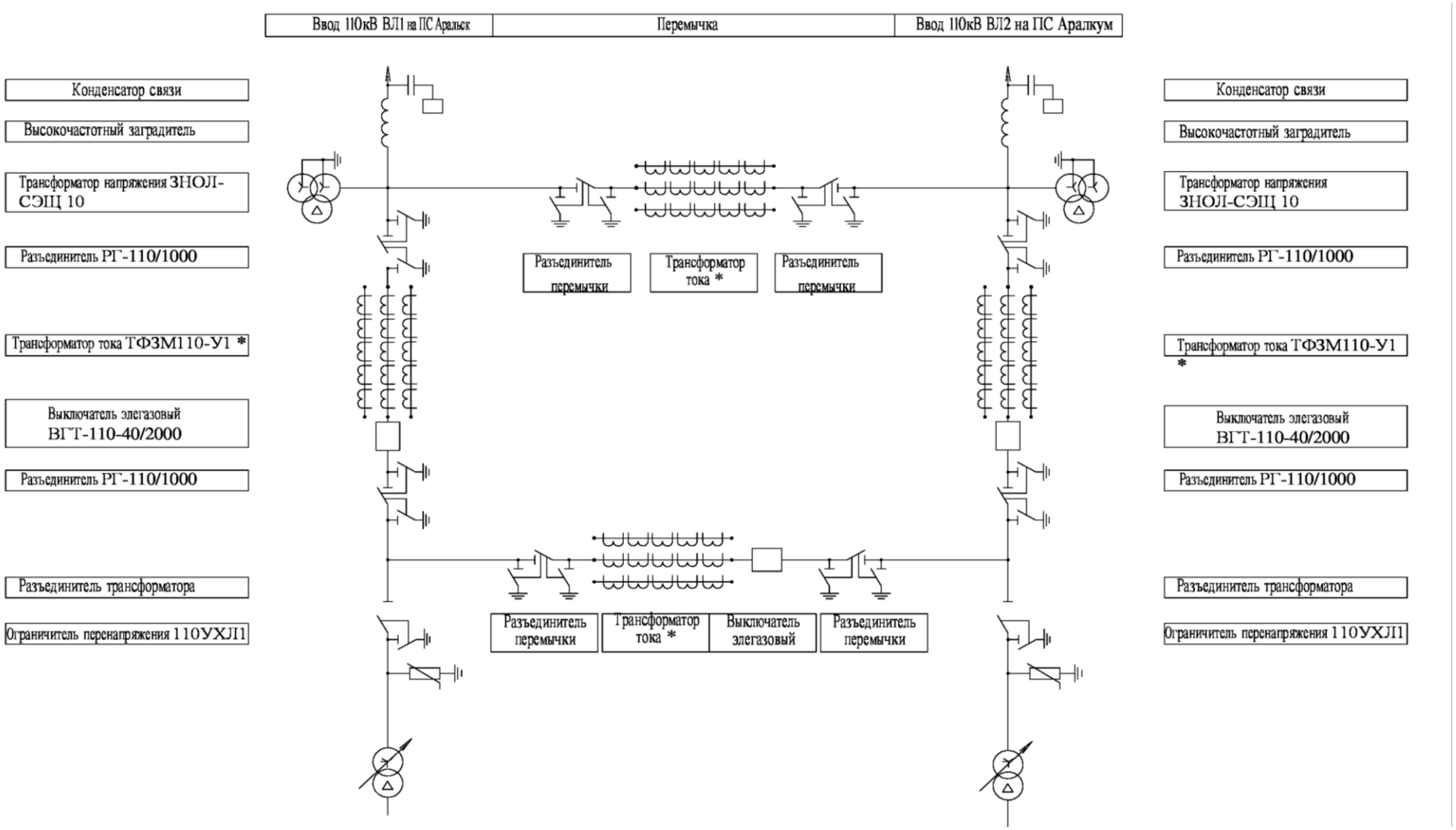


Рисунок 4.6 – Схема 110-5Н. Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов

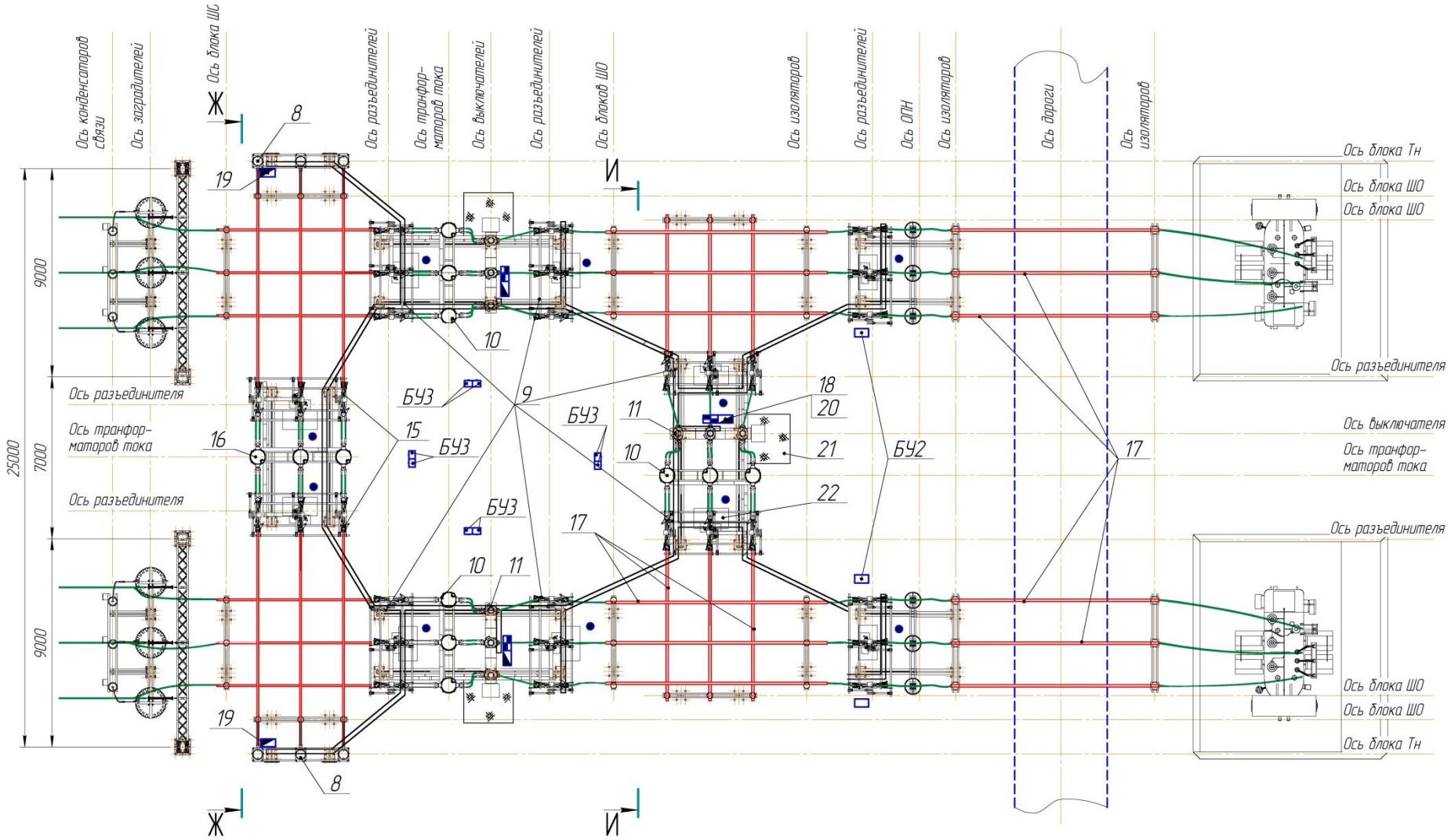


Рисунок 4.7 – Компоновка подстанции «Коктем» 110/10 кВ

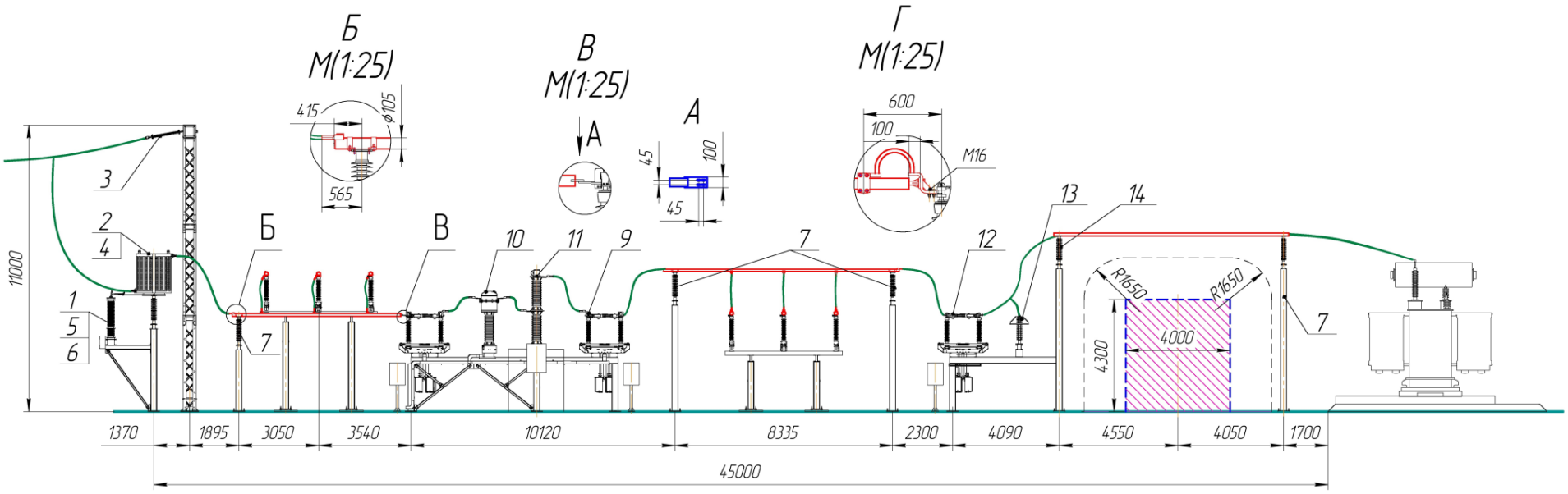


Рисунок 4.8 – Вид ОРУ 110 кВ в разрезе

Таблица 4.6 – Спецификация оборудования и материалов

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1		Конденсатор связи СМП-110 З-6,4 У1	6		Блок приема ВЛ-1
2		Высокочастотный заградитель ВЗ-1250-0,5 У1	6		
3		Изолятор линейный ЛК-120/110-Г 4 УХЛ1	6		
4		Фильтр присоединения ФПМ-Рс-6400 (4400)	6		
5		Шкаф отбора напряжения ШОН-301	6		
6		Разъединитель РГ-110/1000	6		
7		Изолятор ОСК-10-110-А-2 УХЛ1	30		Блок ШО
8		Трансформатор напряжения*** ЗНОЛ-СЭЩ 10	6		Блок Тн
9		Разъединитель РГ-110/1000	6		Блок РТВР
10		Трансформатор тока ТФЗМ110-У1	9		
11		Выключатель колонковый ВГТ-110-40/2000	3		
12		Разъединитель РГ-110/1000	2		Блок РО Шо
13		Ограничитель перенапряжений 110УХЛ1	6		
14		Изолятор ОСК-10-110-А-2 УХЛ1			
15		Разъединитель РГ-110/1000	2		Блок РТР
16		Трансформатор тока ТФЗМ110-У1	3		
17		Ошиновка жесткая 110 кВ			компл.
18		Ящик зажимов выключателя ЯЗВМ-90	3		
19		Ящик зажимов трансформаторов напряжения ЯЗН М-(1А, 1Б, 2А, 2Б) *	2		
20		Шкаф обогрева выключателя ЯОВМ-2	3		
21		Площадка для обслуживания привода выключателя	3		
22		Козырек металлический над приводом, S=1500х800 мм	10		
БУ2		Выносной блок управления БУ-2-14 на стойке	8		
БУ3		Выносной блок управления БУ-3-14 на стойке	2		

5 Безопасность жизнедеятельности

5.1 Характеристики подстанции «Коктем» 110/10 кВ

Новая подстанция 110 кВ «Коктем» является проходной и понижает напряжение до 10 кВ. К установке были приняты два трансформатора с мощностью 2.5 МВА.

Устанавливаются РУ открытого типа 110 кВ, а на стороне 10 кВ закрытое РУ.

Для релейной защиты имеется зал, где персонал по данной аппаратуре может работать.

Номинальное количество обслуживающего персонала: 1 человек.

5.2 Анализ опасностей

Анализ опасных факторов при эксплуатации оборудования на подстанции сведен в таблицу 5.1:

Таблица 5.1 – Анализ опасностей при эксплуатации подстанции [4]

Опасные факторы	Вредоносные оборудования	Лица, на которые возможно воздействие фактора	Возможный получаемый ущерб	Средства защиты и устранения опасного фактора
Пожароопасность	Трансформаторы	Оперативный, ремонтный и обслуживающий персонал.	Ожоги, травмы, иногда летальный исход	Соблюдение норм и правил пожарной безопасности, установка пожарных щитов с первичными средствами пожаротушения, ящиков с песком
Механические воздействия	Подъемно-транспортные средства, разъединители.	Оперативный, ремонтный и обслуживающий персонал.	Травмы различной тяжести	Соблюдение ТБ, установка защитных козырьков на разъединителях.
Вредные выделения	Трансформаторное масло и пары.	Ремонтный и обслуживающий персонал.	Отравления, головная боль, тошнота, рвота, утомление.	Вентиляция, применение средств индивидуальной защиты.
Недостаточная освещенность	Неудовлетворительное качество освещения	Оперативный, ремонтный и обслуживающий персонал.	Утомление организма, травмы различной тяжести.	Освещение, соответствующее нормативным требованиям СТО 56947007-29.240.10.028-2009.

5.3 Прожекторное освещение

Общее наружное освещение ОРУ – 110 кВ выполняется прожекторными установками, при этом необходимо обеспечить нормируемую освещённость в зоне размещения оборудования, которая составляет $E_н$= 10 лк.

Необходимая мощность прожекторных установок [5]:

$$\omega = m \cdot E_н \cdot k, \quad (5.1)$$

где ω – удельная мощность прожекторных установок;

k – коэффициент запаса (принимаем k = 1,5);

m – коэффициент, который ля прожекторов с лампами ДРЛ принимается равным 0,12 – 0,16 (принимаем 0,12).

Расчет по формуле (5.1):

$$\omega = 0{,}12 \cdot 10 \cdot 1{,}5 = 1{,}8 \text{ Вт} / \text{м}^2.$$

Найдём суммарную мощность прожекторных установок [5]:

$$P_n = \omega \cdot S, \quad (5.2)$$

где S – площадь подстанции (S = 850,7 $м^2$).

Расчет по формуле (5.2):

$$P_n = 1{,}8 \cdot 850{,}7 = 1531{,}3 \text{ Вт}.$$

При установке на территории подстанциях 2 – х прожекторов мощность одного прожектора составит:

$$P = 0{,}5 \cdot P_n, \quad (5.3)$$

$$P = 0{,}5 \cdot 1531{,}3 = 765{,}6 \text{ Вт}.$$

Принимаются прожектора ПСМ-50-1 с лампами Г220-1000.

Таблица 5.2 – характеристики лампы накаливания Г220-1000

Мощность, Вт	Световой поток, клм	Световая отдача, лм/Вт	Средний срок службы, ч	Размеры, мм	
				диаметр	длина
1 000	18,6	18,6	1 000	152	345

Для установки прожекторов на территории подстанции предусматриваем типовые прожекторные мачты ПМЖ-22,8 высотой 22,8 м.

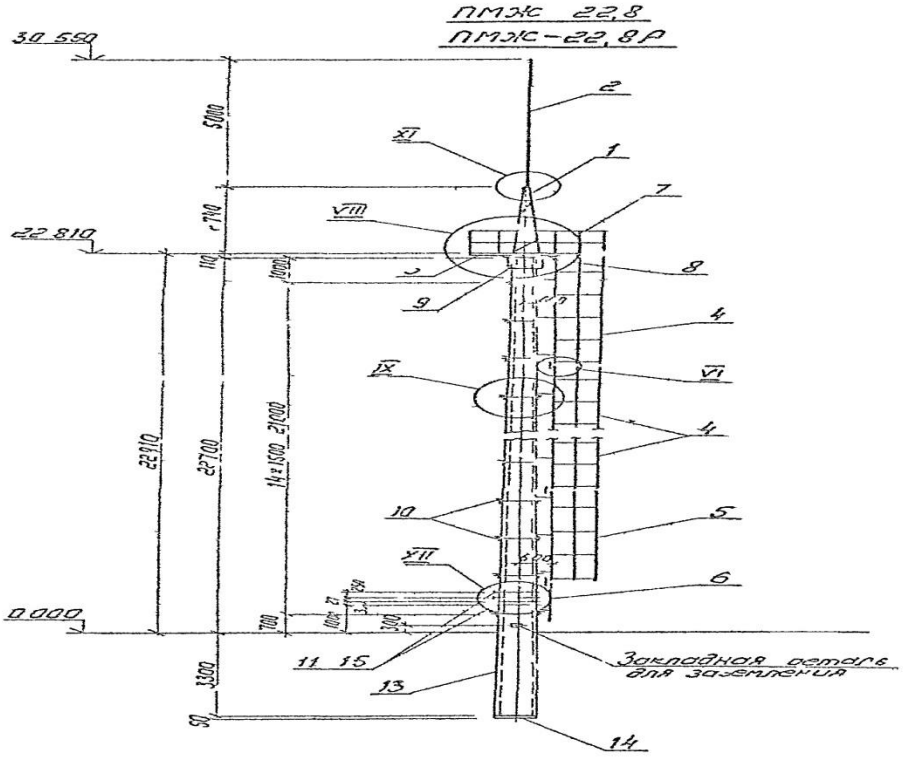


Рисунок 5.1 – Схема расположения элементов конструкции прожекторной мачты ПМЖ 22,8

Рабочей характеристикой прожекторов являются изолюксы на условной плоскости, перпендикулярной оси и удалённой от прожектора на 1 м. Изолюксы на условной плоскости для прожектора ПСМ-50-1 с лампой Г220-1000 приведены на рисунке 5.2.

Координаты точек на горизонтальной поверхности и на условной плоскости и их освещённости e и ε связаны соотношениями:

$$y = \eta \cdot \rho \cdot h, \tag{5.4}$$

$$\varepsilon = e \cdot \rho^3 \cdot h^2, \tag{5.5}$$

где ρ, ρ^3, ξ определяются в функции отношения $\frac{x}{h}$ и угла Θ.

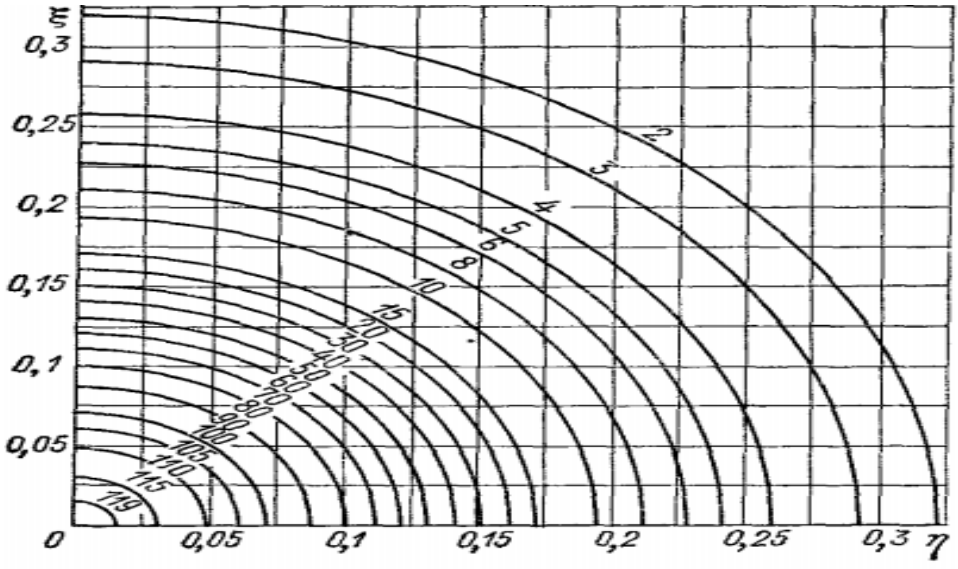


Рисунок 5.2 – Изолюксы на условной плоскости (килолюксы) для прожектора ПСМ-50-1 с лампой Г220-1000 [5]

А е определяются:

$$e = \frac{E_н \cdot k}{2}, \tag{5.6}$$

$$e = \frac{10 \cdot 1,5}{2} = 7,5 лк.$$

Построение изолюкс горизонтальной освещённости е при заданных Θ и h производится следующем порядке [5]:

- задаётся координата х, кратное h/2, и находится x/h;
- определяются значения ρ, ρ^3 , ξ;
- по графику изолюкс определяется η;
- далее определяется у, что дает пару точек изолюкс.

Приведем расчет пары точек изолюкс для х=8,3 м.

$$\frac{x}{h} = \frac{11,4}{22,8} = 0,5.$$

для x/h = 0,5 определяем, что:

$$\rho = 0,84,$$

$$\rho^3 = 0,59,$$

$$\xi = 0,88.$$

Определим ε:

$$\varepsilon = 7,5 \cdot 0,59 \cdot 22,8^2 = 2300 \text{лк}.$$

По графику изолюкс на рисунке 5.2 находим η.
Рассчитываем y:

$$y = 0,88 \cdot 0,84 \cdot 22,8 = 16,9 \text{м}.$$

Другие точки изолюксы приведены на таблице 5.3

x/h	0,25	0,5	0,75	1	1,5	2
x, м	5,7	11,4	17,1	22,8	34,2	45,6
y, м	19,1	16,9	14,6	12,4	8,6	4
ρ	0,61	0,84	1,07	1,3	1,8	2,2
ρ^3	0,22	0,59	1,22	2,2	5,6	11
ξ	1,37	0,88	0,6	0,42	0,21	0,08
ε, лк	859	2300	4757	8577	21833	42887
η	1,37	0,88	0,6	0,42	0,21	0,08

К основанию прожекторной мачты примыкает «слепое пространство», ограниченное радиусом, определяемым по формуле [5]:

$$r = h \cdot tg(45^0 - \Theta), \qquad (5.7)$$

$$r = 22,8 \cdot tg(45^0 - 22^0) = 9,7 \text{м}.$$

Рассчитанные изолюксы приведены на рисунке 5.3.

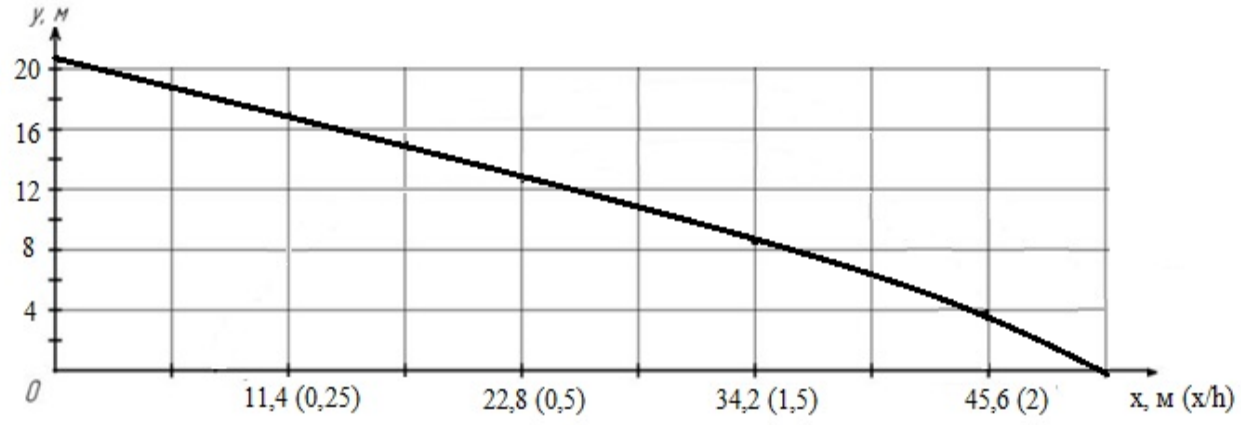


Рисунок 5.3 – Изолюкса прожектора ПСМ-50-1 с лампой Г220-1000 на расчетно-горизонтальную поверхность.

После рассмотрения некоторых вариантов расположения прожекторов на прожекторных мачтах и рассмотрения полученных зон освещенности было решено принять к установке на подстанции «Коктем» 2 прожектора.

5.4 Молниезащита ОРУ

Госэнергонадзором рекомендована использовать таковым бумагам наподобие «Инструкция в области приспособлению молниезащиты строений, построек и индустриальных коммуникации» СО-153-34.21.122-2003 и с давними РД 34.21.122-87. Молниезащита подстанции исполняется в согласовании с «Инструкцией в области проектированию и приспособлению молниезащиты строений и сооружений». Территория подстанции пребывает в регионе с ненастной работой вплоть до 20 часов в г.

С финансовой пункта зрения, мы обязаны в качестве молниеприемников употреблять ранее существующие железные установки подстанции. Так как в подходе к подстанции мы располагаем опору ВЛ 110кВ h=24.6м с одной стороны и одну раздельно стоячи громоотвод h=22м с иной края, в таком случае пытаемся определить соответственно одному молниеотводу согласно 5 м и сечением никак не меньше d-100мм в любую опору. Затем просчитываем охрану предметов подстанции с ударов молнии. Зону охраны просчитываем с целью 2-ух главных молниеотводов различной вышины

.Габаритные размеры торцевых областей зон защиты $h_{01}, h_{02}, r_{01}, r_{02}, r_{x1}, r_{x2}$ определяются как для одиночных стержневых молниеотводов по формулам:

$$h_{01} = 0,92 \cdot h_1, \tag{5.8}$$

$$r_{01} = 1,5 \cdot h, \tag{5.9}$$

$$r_{x1} = 1,5 \cdot (h_1 - \frac{h_x}{0,92}). \tag{5.10}$$

Габаритные размеры внутренней области зоны защиты определяются по формулам:

$$r_c = 0,5 \cdot (r_{01} + r_{02}), \tag{5.11}$$

$$h_c = 0,5 \cdot (h_{c1} + h_{c2}), \tag{5.12}$$

$$r_x = r_c \cdot (h_c - h_x) / h_c. \tag{5.13}$$

Значение h_{c1} и h_{c2} определяются как для двойных стержневых молниеотводов одинаковой высоты по формуле:

$$h_{c1} = h_{01} - 0{,}14 \cdot (L - 1{,}5 \cdot h_1). \qquad (5.14)$$

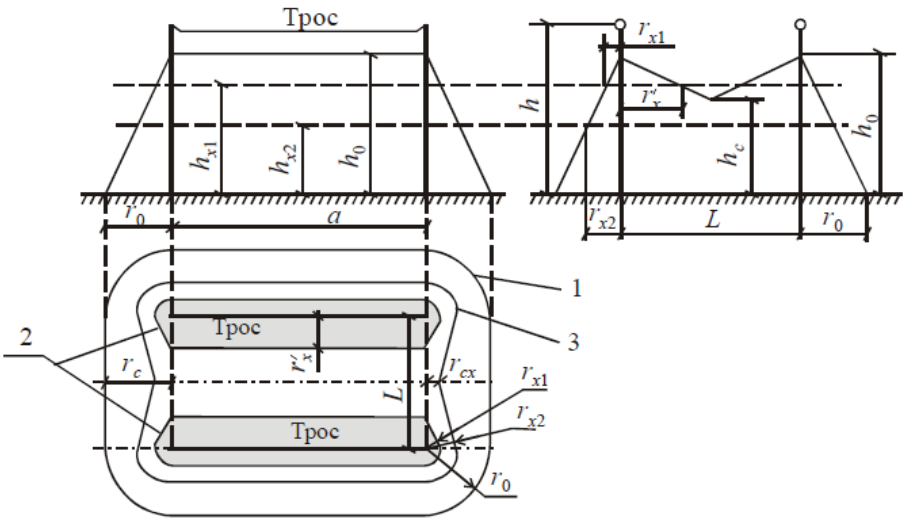


Рисунок 5.4 – Зона защиты двух стержневых молниеотвода разной высоты: 1 – граница зоны защиты на уровне земли; 2 – то же на уровне h_x [6].

Расчет проведем для первого и второго молниеотвода:

$$rc = \frac{45 + 40{,}5}{2} = 42{,}8 \text{ м}, \ ,$$

где: $r_{01} = 1{,}5 \cdot 30 = 45 \text{ м}$,

$$r_{01} = 1{,}5 \cdot 27 = 40{,}5 \text{ м},$$

$$h_c = \frac{25{,}56 + 22{,}63}{2} = 24 \text{ м},$$

где: $h_{c1} = 27{,}6 - 0{,}14 \cdot (56 - 45) = 25{,}46 \text{ м},$

$$h_{c2} = 24{,}8 - 0{,}14 \cdot (56 - 40{,}5\cdot) = 22{,}63 \text{ м},$$

$$h_{01} = 0{,}92 \cdot 30 = 27{,}6 \text{ м},$$

$$h_{02} = 0{,}92 \cdot 27 = 24{,}8 \text{ м}.$$

Далее находим радиус защиты на уровне самого высокого объекта подстанции, т.е. h_x=6м:

$$r_{x1} = 1,5 \cdot (30 - \frac{6}{0,92}) = 35,2 \text{ м},$$

$$r_{x2} = 1,5 \cdot (27 - \frac{6}{0,92}) = 30,7 \text{ м}.$$

Находим ширину защищаемого коридора по центру между двумя опорами:

$$r_{cx} = 43 \cdot \frac{24 - 6}{24} = 32,3 \text{ м}.$$

5.5 Трансформаторы

В маслоподкачивающих трансформаторах основой пожара способно вы служить непродолжительное соединение из-за результата перенапряжения либо из-за результата износа изоляции, кроме того согласно фактору пробоя воздушного пространства меж вводами. Дуга, возникающая при этом и меет возможность доходить вплоть до температуры 3500-4500° С, и порождает крекинг трансформаторного масла. При весьма долгом протекании пирогенизация трансформаторного масла, напор газов способен послужить причиной Неполной либо абсолютной разгерметизации бака. Масло при контакте с атмосферой способно быстро загореться, по причине провиантов пиролиза, от открытого огня. В случае если никак не осуществить мероприятия по тушению возгорания, в таком случае расширяющееся от нагрева масло будет динамично исходить из бака и распространится по части местности.

По данному обстоятельству трансформаторы следует оборудовать выпускной концепцией с целью своевременного снижения давления изнутри бака, кроме того агрегатами газовой защиты. Перед абсолютно всеми трансформаторами необходимо поставить бетонированный емкость - приемник, размером 9,8 куб. м. с целью воплощения приема вытекающего масла в маслоотвод. Наступающая дождевая влага обязана своевременно откачиваться. При этом следует уменьшать допуск атмосферы к маслу в яме под трансформатором, засыпав большим щебнем покрывающую нее сетку. Подобным способом, допускается разделять топливо субстанция от окислительного окружения. Трансформаторы обязаны располагаться на достаточной дистанции друг от друга, которое соответствует допустимому противопожарному разрыву в 15 метров, в противном случае потребуется сооружение огнеупорной перегородки.

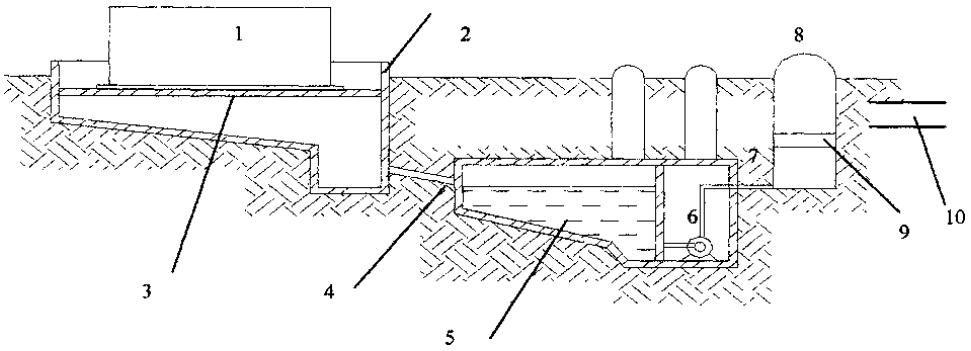


Рисунок 5.5 – Технологическая схема отвода и очистки замасленных стоков трансформатора: 1 – трансформатор: ТМН - 2500/110/10; 2 – маслоприемник; 3 – дренажно-гравийная засыпка; 4 – маслоотвод; 5 – маслосборник; 6 – насос; 7 – трубопровод; 8 – колодец; 9 – фильтр; 10 –ливневая канализация.

6 Экономическая часть

6.1 Технико-экономическое обоснование строительства подстанции и ЛЭП 110 кВ

Цели разработки проекта

Основным назначением линий электропередач и подстанций представляется предоставление покупателям электрической энергией. Формирование энергетики Кызылординской области, повышение взаимосвязей среди энергосистем призывает расширения постройки электроэнергетических объектов, в том числе электрических сетей напряжением 110 кВ и понизительных подстанций 110-10 кВ.

Электрическая линия представляется значимым звеном в цепочке электроснабжения покупателей и вследствие этого воздействует на модификацию характеристик качества электричества. Принципиально важно, чтобы электричество доставлялось покупателям с возможными признаками её качества, к примеру, при определенных величинах напряжений. С целью извлечения наиболее разумных заключений и с целью обеспеченья более экономной службы сети необходимо осуществление определенных расчетов.

Проектирование электрической сети, в том числе исследование конфигурации сети и схемы подстанции, представляется одной из ключевых проблем формирования энергетических конструкций, которые обеспечивают надёжное и высококачественное электроснабжение покупателей. Высококачественное конструирование представляется фундаментом надёжного и экономного функционирования электроэнергетической системы.

Проектирование электрической сети переводится к исследованию окончательного количества разумных разновидностей развития электрической сети, которые обеспечивают надёжное и высококачественное снабжение

покупателей электричеством в обычных и поставарийных режимах. Подбор более рационального варианта выполняется согласно финансовому аспекту. При этом все виды заранее приводятся вплоть до 1-го степени качества и надёжности электроснабжения.

Для обеспеченья электроснабжения покупателей следует использовать новый источник питания, каким будет выдаваться новая проектируемая подстанция «Коктем». Данную подстанцию следует добавить к имеющейся сети более выгодным способом, аргументировать рентабельность и нуждаемость этого проекта и подсчитать ключевые финансовые характеристики.

Рынок сбыта

Общий расход электроэнергии потребителями Кызылординской области на перспективу, а также рост максимальной нагрузки на шинах 10 кВ центров питания приведен в таблице 1.1.

6.2 Расчет технико-экономических показателей подстанций и ЛЭП

Определение капитальных вложений в строительство подстанции

Капитальные инвестиции — это настоящие вложения (инвестиции) в главный капитал (ключевые средства), в том числе расходы на новое сооружение, на увеличение, реконструкцию и промышленное тех перевооружение функционирующих компаний, покупка машин, оснастки, проектно-изыскательские службы и иные расходы, и кроме того расходы в жилищное и культурно-бытовое строительство. В статистическом учете и финансовом разборе их именуют уже капитал образующими вложениями.

По финансовому содержанию важные инвестиции являются элементом социального продукта (основным образом фонда сбережения), устремляемую в воспроизведение ключевых фондов.
По фигуре же важные инвестиции выступают в варианте валютных денег, что посвящается в капитальное сооружение, покупка оснащения и прочих денег работы, вступающих в структура ключевых фондов.
Капитальные инвестиции имеют все шансы реализовывать равно как страна, так и юридические и физические персоны. В данной руководителю сделаны вычисления расходов в строимую ПС-110/10 кВ «Коктем» и линии 110 кВ протяженностью 3 километров. Капитальные инвестиции в линии заключаются в: - оснащения линии, а именно: опоры портального вида, кабель, аппарата с целью заземления и линейно-навесной каркас. Стоимость рассчитана с поддержкой укрупнённой ссылочной цены направлений этого напряжения согласно протяженности;

- оснащение с целью включениялинии к имеющейся сети 110 кВ Кызылординской сферы. Суммарные важные инвестиции в строимую ПС-110/10 кВ «Коктем» показаны в таблице 6.1. Капитальные инвестиции в подстанцию заключаются с расходов в основа оснащение подстанции:

- силовые автотрансформаторы;

- коммутационное аппаратура (элегазовые выключатели, разъединители);

- измерительные трансформаторы тока и напряжения;

- распределительные устройства (КРУ);

- система мониторинга и управления;

- устройства релейной защиты и автоматики;

- вспомогательные сооружения.

Определение степени свойства и конкурентоспособности плана выполняется, заранее подобрав 3 более значимых признака свойства, согласно каким реализована относительная анализ технологического степениподобранного оснащения, своего рода и многообещающего предмета. Выбранные характеристики презентованы в режиме убыли ихвесомости:

- длина линии;

- потери активной мощности в линии

- безопасность электроснабжения.

Чем значительнее безопасность электроснабжения, тем меньше затраты на обслуживание оснащения, меньше убытка с недоотпуска электричества. Таким образом, данный коэффициент свойства представляется одним из значимых. Протяженность линии воздействует на технико-финансовое обоснование. Чем менее протяженность линии, тем она дешевле, таким (образом равно как необходимы наименьшие расходы в планирование, здание и использование линии. Чем меньше утраты активной мощности в линиях, тем надежнее представляется линия. Затраты на сооружение линии можно определить исходя из стоимости 1 км ВЛ:

$$K_{ЛЭП} = K_{УД} \cdot L, \tag{6.1}$$

$$K_{ЛЭП} = 4590 \cdot 3 = 13,770 \text{ млн. тенге.}$$

Капиталовложения на сооружение подстанции составляют:

$$K_{ПС} = 2K_{ТР} + K_{ОРУ} + K_{ЗРУ}, \tag{6.2}$$

$$K_{ПС} = 2 \cdot 31,32 + 162 + 0,378 = 225,02 \text{ млн. тенге.}$$

Общие капитальные вложения в строительство составляют вложения на строительство, реконструкцию подстанций и сооружение ЛЭП:

$$К_{ОБЩ} = К_{ПС} + К_{ЛЭП}, \quad (6.3)$$

$$К_{ОБЩ} = 13,77 + 225,02 = 238,79 \text{ млн. тенге.}$$

Таблица 6.1 - Капитальные вложения в объект

Элемент	Капитальные вложения, млн. тенге
ВЛ-110 кВ	13,770
Строительство ПС-110/10 кВ «Коктем»	225,02
Итого	**238,79**

Определение ежегодных издержек подстанции и ЛЭП

Издержки производства представляют собой плату собственникам факторов (ресурсов) производства в соответствии с их участием в производстве.

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

$$И = И_{экс} + И_{пот}, \quad (6.4)$$

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

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

Издержки на эксплуатацию сетей включают в себя издержки на амортизацию и издержки на обслуживание и ремонт.

$$И_{экс} = И_{ам} + И_{об/рем}, \quad (6.5)$$

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

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

Ежегодные издержки на амортизацию в свою очередь определяются:

$$И_{ам} = \frac{а_{ам}}{100} \cdot К_{ЭС}, \quad (6.6)$$

где $а_{ам}$ - нормы отчислений на амортизацию, %/год; принимается $а_{ам}$ = 6,4% для ПС и $а_{ам}$= 2,4% для ЛЭП;

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

В расчетах используется метод ускоренной амортизации, т.е. для подстанции $а_{ам}$ = 12,8%, а для линии электропередач $а_{ам}$= 4,8%.

Ежегодные амортизационные отчисления включаются в издержки производства. Поэтому ЭСО заинтересованы в увеличении списаний в амортизационный фонд, так как эти средства более выгодно, чем прибыль, использовать для финансирования инвестиций, в связи с тем, что с них нет нужды выплачивать налоги.

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:

$$И_{об/рем} = \frac{а_{об/рем}}{100} \cdot К_{ЭС}, \qquad (6.7)$$

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 6,4 % в год.

Таким образом, годовые издержки на эксплуатацию ПС-110/10 кВ «Коктем» определяются:

$$И_{ам} = \frac{12,8}{100} \cdot 224,64 = 28,8 \text{ млн. тенге/год,}$$

$$И_{об/рем} = \frac{3}{100} \cdot 224,64 = 6,74 \text{ млн. тенге/год.}$$

По формуле (6.5) издержки на эксплуатацию подстанции:

$И_{экс.п}$=28,8+6,74=35,54 млн. тенге/год.

Определение амортизационных отчислений, расходов на обслуживание и полные годовые отчисления на передачу электроэнергии (ЛЭП) производится аналогичным образом.

$$И_{ам} = \frac{4,8}{100} \cdot 13,77 = 0,66 \text{ млн. тенге/год,}$$

$$И_{об/рем} = \frac{0,4}{100} \cdot 13,77 = 0,55 \text{ млн. тенге/год.}$$

По формуле (6.5) издержки на эксплуатацию линии:

$$И_{экс.л}=0,66+0,55=1,21 \text{ млн. тенге/год.}$$

Тогда суммарные издержки на линию и подстанцию будут составлять:

$$И_{экс} = 35,54+1,21=36,75 \text{ млн. тенге/год.}$$

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

$$И_{пот} = Э \cdot Ц_{пот}, \qquad (6.8)$$

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 КТЭЦ-6 и составляет 7,3 тенге/кВт·ч. Годовые потери энергии в ЛЭП определяются выражением:

$$Э = P_{кор} \cdot 8760 + P_{max} \cdot \tau, \qquad (6.9)$$

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 (определение годового времени максимальных потерь в зависимости от T_{max} произведено по Рисунку 6.1).

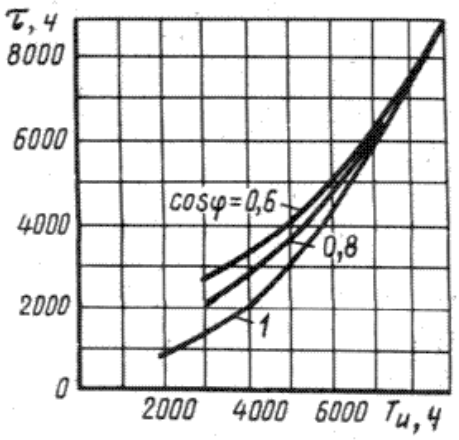


Рисунок 6.1– Зависимость годового времени максимальных потерь от времени использования максимума нагрузки

Потери мощности на корону определяются по выражению:

$$P_{кор} = P_{уд.кор.} \cdot L, \qquad (6.10)$$

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

L- длина ЛЭП, км.

Потери мощности при максимальной нагрузке определяются по выражению:

$$\Delta P_{max} = \frac{S_{max}^2}{U^2} \cdot Хл, \qquad (6.11)$$

где S_{max} – мощность при 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 3.1 составит (2,72+j1,69), где активная мощность = 2,72 МВт, реактивная мощность 1,69 МВар, полная мощность, соответственно, 3,2 МВА.

Потери мощности на корону:

$$\Delta P_{кор} = 0,08 \cdot 3 = 0,24 \text{ кВт.}$$

Потери мощности при максимальной нагрузке:

$$\Delta P_{max} = \frac{3,2^2}{110^2} \cdot 1,281 = 1,09 \text{ кВт.}$$

Таким образом, по формуле (6.9) годовые потери энергии в ЛЭП составят:

$$D_э = 0,24 \cdot 8760 + 1,09 \cdot 3500 = 117,6 \text{ кВт·ч.}$$

Рассчитываются переменные и постоянные потери для трансформаторов.

Значения потерь в трансформаторах находятся по формулам:

$$\Delta Э_Т = n \cdot (\Delta P_х \cdot 8760 + \Delta P_к \cdot \tau), \qquad (6.12)$$

где $\Delta P_{хх}$ – потери холостого хода, кВт;

$\Delta P_{кз}$ – потери короткого замыкания, кВт;

τ – время максимальных потерь.

$$\Delta Э_Т = 2 \cdot (55 \cdot 8760 + 22 \cdot 3500) = 1117,6 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

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

$$И_{пот} = (117,6 + 1117,6) \cdot 7,3 = 9,02 \text{ млн. тенге / год.}$$

Суммарные ежегодные издержки:

$$И_Σ = И_{ЭКС} + И_{ПОТ},$$

$$И_Σ = 36,75 + 9,02 = 45,77 \text{ млн. тенге / год.}$$

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:

$$S = \frac{И}{Э_{год}}, \tag{6.13}$$

где И – суммарные издержки;

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

При этом полный объём передаваемой электроэнергии за год:

$$Э_{год} = P \cdot T_{max}, \tag{6.14}$$

где P – активная мощность потребителей, МВт

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

Таблица 6.2 – Сводная таблица издержек по подстанции и ЛЭП

Издержки эксплуатационные, млн. тенге		Издержки, связанные с потерями, млн. тенге		Сумма, млн. тенге
Подстанция	ВЛ	ВЛ	Трансформаторы	
35,54	1,21	0,86	8,16	45,77
36,75		9,02		

Подставив полученные издержки на подстанции и ЛЭП по формуле (6.13) получаем себестоимость передачи электроэнергии:

$$S = \frac{45,77}{13,6} = 3,37 \text{ тенге / кВт·ч.}$$

Таким образом, себестоимость передачи электроэнергии по новому участку ВЛ-110 кВ через подстанцию 110/10 кВ «Коктем» составит 3,37 тенге/кВт·ч.

Годовой объём передаваемой электроэнергии для подстанции «Коктем» составит 13600 МВт·ч.

Рассчитаем стоимость переданной электроэнергии расчетом, что данная подстанция принадлежит АО КРЭК и тариф на 2018 год (год ввода новой подстанции) составит:

$$T = S + 0.2S,$$

$$T = 3,37 + 0,2 \cdot 3,37 = 4,04 \text{ тенге / кВт·ч.}$$

Рассчитаем запланированную прибыль:

$$П = Э_{год}(Т - S),$$
$$П = 13600(4,04 - 3,37) = 9,17 \text{ млн. тенге.}$$

Ежегодный доход от реализации электроэнергии составит 9,17 млн. тенге.

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

$$Ч_{П} = 9,17 \cdot 0,8 = 7,34 \text{ млн. тенге.}$$

Данная сумма будет направлена на покрытие инвестиций региональной электрической компании АО КРЭК.

6.3 Показатели финансово-экономической эффективности инвестиций

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

Срок окупаемости определяется как:

$$PP = \frac{\sum K_{пс}}{CF}, \quad (6.15)$$

где I_c - инвестиции;

CF– денежный поток, млн.тенге.

Для расчета простого срока окупаемости находим денежный поток, который состоит из чистой прибыли и издержек на амортизацию. Ежегодные амортизационные отчисления в свою очередь состоят из отчислений на линию электропередач и отчислений на подстанцию и составляют 1862,6 млн. тенге.

Также допускаем, что для увеличения времени, которое требуется, чтобы инвестиция обеспечила достаточные поступления денег для возмещения инвестиционных расходов, АО КРЭК будет отпускать на эти цели 100% от ЧП. Тогда:

$$CF = Ч_{п} + И_{ам} = 7,34 + 29,46 = 36,8 \text{ млн. тенге.}$$

Рассчитываем простой срок окупаемости по формуле (6.15):

$$PP = \frac{238,79}{36,8} = 6,49.$$

Таким образом, срок окупаемости подстанций и ВЛ-110 кВ составит приблизительно 6,5 лет.

Метод простого срока окупаемости показал, что инвестиции, вложенные в данный проект, окупятся за 6,5 лет. Данный метод является недостаточно точным, поэтому целесообразно рассчитать показатели по NPV.

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

$$NPV = \sum_{t=0}^{n} \frac{CF_t}{(1+r)^t} - I_0, \qquad (6.16)$$

где I_0 – инвестиции в данный проект, млн. тг., I_0 = 238,79 млн. тг.;

CF_t – поток наличности, млн. тг., $CF = 36,8$ млн. т.;

r – ставка дисконтирования;

t – время реализации проекта, год.

Ежегодный денежный поток используется тот же, что и для расчета срока окупаемости без дисконтирования и составляет 36,8 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 генерируемый им приток дохода превышают норму доходности в настоящий момент времени.

$$NPV = 0 \rightarrow при \rightarrow IRR = r. \qquad (6.17)$$

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

Рассчитывается IRR для $r = 6\%$, который принимается по условию АО КРЭК.

PV = 36,8·0,94 = 34,59 млн. тенге,

NPV = (-238,79) + 34,59 = -204,2 млн. тенге.

Остальные значения вычислены аналогичным образом и сведены в таблицу 6.3.

Таблица 6.3 - Расчет NPV и IRR

Год	денежный поток CF, млн. тг.	$1/(1+r)^t$	PV	Текущая стоимость, млн. тенге
0	-238,79			238,79
1	36,8	0,943396	34,71698	-204,073
2	36,8	0,889996	32,75187	-171,321
3	36,8	0,839619	30,89799	-140,423
4	36,8	0,792094	29,14905	-111,274
5	36,8	0,747258	27,4991	-83,775
6	36,8	0,704961	25,94255	-57,8325
7	36,8	0,665057	24,4741	-33,3584
8	36,8	0,627412	23,08878	-10,2696
9	36,8	0,591898	21,78186	11,51228

Из приведенных расчетов видно, что срок окупаемости инвестиций составит 9 лет. При этом PV = 34,59 млн. тг.

Индекс рентабельности определяется по формуле:

$$PI = (\sum_{t=1}^{n} \frac{PV_t}{(1+r)^t}) / I_0. \qquad (6.18)$$

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 NPV положительный [2].

$$PI = (\sum_{t=1}^{n} \frac{250,3}{0,592}) / 238,79 = 1,77$$

Вывод: проект строительства подстанции 110 кВ и ЛЭП являются экономически целесообразным.

Заключение

В ходе выполнения дипломного проекта «Развитие распределительных сетей 110 кВ Кызылординской области» были рассмотрены расчеты режимов работы существующей сети, а также были рассмотрены режим работы перспективной сети с учетом роста нагрузок на подстанциях и с учетом присоединения новой подстанции «Коктем». Данные расчеты включали в себя три типа режимов работы электрической сети: максимальный, минимальный и послеаварийный. В послеаварийном режиме работы сети был рассмотрен случай с отключением одного из источников питания. В итоге во всех рассмотренных режимах было выявлено, что отклонения напряжения во всех узлах соответствуют номинальным и не превышают допустимые значения. Это означает, что внедрение новой подстанции «Коктем» в существующую энергосистему не повлечет за собой негативных последствий, и полученная при этом электрическая система будет работать в оптимальном рабочем состоянии.

Для нормального функционирования подстанции «Коктем» необходимо установить защитную аппаратуру. В данном дипломном проекте были рассмотрены расчеты по выбору выключателей, разъединителей, ограничителей перенапряжения, трансформаторов тока и трансформаторов напряжения. В разделе «Безопасность жизнедеятельности» был рассмотрен расчет молниезащиты ОРУ 110 кВ. Также были рассчитаны токи короткого замыкания на шинах 110 и 10 кВ. Значения токов короткого замыкания необходимы для выбора защитной аппаратуры.

Также в разделе «Безопасность жизнедеятельности» были проанализированы опасные факторы на подстанции «Коктем», рассчитано прожекторное освещение и рассмотрен вопрос возникновения пожара за счет возгорания трансформаторного масла.

При строительстве любого энергообъекта, необходимо подсчитать его целесообразность, срок окупаемость и другие экономические показатели, которые были представлены в разделе «Экономическая часть».

Список литературы

1. Л. Д. Рожкова, В. С. Козулин. Электрооборудование станций и подстанций. – Москва: Энергоатомиздат, 1987. – 646 с.

2. А. Ю. Голубина. Краткий конспект лекций по курсу «Экономика энергетической отрасли». – Алматы: АУЭС, 2010. – 32 стр.

3. Б. Ю. Барыбин. Справочник по проектированию электроснабжения. – Москва: Энергоатомиздат, 1990.

4. С. В. Белов, И. В. Ильницкая и др. Безопасность жизнедеятельности. – М.: Высшая школа, 2007. - 616 с.

5. Г. М. Кнорринг. Справочная книга для проектирования электрического освещения. – Ленинград: Энергия, 1976. – 381 с.

6. А. В. Кабышев. Молниезащита электроустановок систем электроснабжения. – Томск, 2006. – 124 с.