МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

кафедра Электрические машины, сети и системы

«Допущен к защите»
Заведующий кафедрой к.т.н., доцент Либеткунов Е.К.
(Ф.И.О., ученая степень, звание)
_____ «____»_____20__ г.
(подпись)

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: Развитие электрических сетей 110 кВ Западных МЭС

Специальность 5В071800 – Электроэнергетика

Выполнил (а) Сламанов А.Ж. ЭС-12-2
(Фамилия и инициалы) группа

Научный руководитель доцент Гейбач Н.А
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Консультанты:
по экономической части:
к.э.н., доцент Валиева Л.Ш.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «20» мая 2016 г.
(подпись)

по безопасности жизнедеятельности:
д.т.н., профессор Джобаев М.К.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «20» мая 2016 г.
(подпись)

Нормоконтролер: Соколова Н.С.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «09.» 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 Ермаханов Алмат Конысулы
(фамилия, имя, отчество)

Тема проекта Развитие электрических сетей 110 кВ Западных МЭС

утверждена приказом ректора № 148 от «___» сентября 20___ 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 Мангистауской обл.
2. Географическая характеристика Мангистауской обл.
3. Сведения о нагрузках
4. Сведения об источниках питания
5. Число часов использования максимума нагрузки

Перечень подлежащих разработке дипломного проекта вопросов или краткое содержание дипломного проекта:

1. Анализ состояния существующей схемы сети Мангистауской области
2. Анализ обоснования проектирования ВЛ 110 кВ и подстанции «Акку» 110/10 кВ с учетом перспективной схемы сети
3. Технико – экономическое сравнения вариантов
4. Расчет режимов работы электрической сети 110 кВ
5. Расчет токов короткого замыкания на шинах разрабатываемой подстанции «Акку» 110/10 кВ
6. Экономическая часть
7. Безопасность жизнедеятельности

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

1. Анализ состояния существующей схемы сети
2. Составление вариантов развития эл-сх сетей подстанции «Акку» 110/10 кВ
3. Схема электрических соединений сети 110 кВ
4. Расчет и выбор силовых трансформаторов и сечения проводов.
4. Схема замещения сети 110 кВ и расчётные параметры
5. Расчет на программе «RastrWin»
6. Расчет токов коротких замыканий
7. Схема электрических соединений подстанции «Акку» 110/10 кВ
8. Экономическая часть
9. Безопасность жизнедеятельности

Рекомендуемая основная литература

1. С.С. Рокотян, Справочник по проектированию электрических систем" – Энергоатомиздат, 1985
2. Л.Д. Ванкова, В.С. Кузнина Электрооборудование станций и подстанций: Энергоатомиздат, 1987 – 648 с.
3. А.А. Герасименко, В.Т. Федин. Передача и распределение электрической энергии: Учебное пособие – Ростов

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
Экономическая часть	Валиева Л.Ш.	23.02-20.05.16	
ЭЧСД	Яковлева Л.К.	23.02-20.05.16	
Нормоконтроль	Соколова Н.С.	09.06.2016	

Г Р А Ф И К
подготовки дипломного проекта

№ п/п	Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления руководителю	Примечание
1.	Сбор материалов подстанции АО «МРТК»	23.01.16-28.05.16	
2.	Анализ электрических схем и нагрузок		
3	Расчет рабочих режимов		
4.	Основная часть		
5	Безопасность жизнедеятельности		
6.	Экономическая часть		
7	Оформление		
8.	Готовой проект		

Дата выдачи задания «____»_____20___ г.

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

Руководитель _____ _____
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Задание принял к исполнению
студент _____ Емаков А.К
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Аннотация

В дипломной работе рассматривается развитие электрической сети в Узеньском районе. Проектируется подстанция «Акку» 110/10 кВ. В проекте были рассмотрены три варианта развитие сети. Произведено технико-экономическое сравнения вариантов и выбран целесообразный из трех вариантов. Рассмотрены три режима работы сети с присоединённой подстанции «Акку» 110/10 кВ. Рассчитаны тока коротких замыканий на шинах подстанции «Акку» 110/10 кВ, и по значению токов коротких замыкании были выбраны электрические аппараты на подстанцию.

Экономически расчёт показал, что проект является экономически эффективен, и окупается за 7 лет.

В целях безопасной работы подстанции, рассчитываются освящение ОРУ – 110, Стержневые молния защиты и заземляющие электроды.

Аңдатпа

Дипломдық жобада Өзен районының электр торабының дамуы қарастырылады және «Акку» 110/10 кВ қосалқыстанциясы жобаланады. Жобада, электр торабының үш даму нұсқасы қарастырылады. Технико-экономикалық салыстырудың арқасында, үш нұсқадан ең пайдалы нұсқа таңдалған. Үш әртүрлі жумыс режимімен және қысқа тұйықталған тоқ мәні есептелген, есептелген мәнге қарап, қосалқыстанцияның негізгі аппараттары таңдалады.

Экономикалық есеп бойынша, жоба экономикалық пайдасы жеті жылда өтеледі.

Қосалқыстанцияның қауіпсіз жұмыс істеу үшін қосалқыстанцияға найзағай қорғау стержендері және электродтар қондырылады.

Abstract

The research paper examines the development of the electric grid in the area of Uzen. Projected substation "Akku" 110/10 kV. In the project three variants of development of the network were considered. Produced feasibility compare options and select suitable of the three options. We consider three modes of network operation with the attached substation "Akku" 110/10 kV. Calculated short-circuit current on the busbar substation "Akku" 110/10 kV, and the value of short-circuit currents have been selected electrical equipment at the substation.

Economic calculations showed that the project is cost-effective and pays for itself in 7 years.

To ensure safe operation of substation is calculated sanctification ORU - 110 Rod lightning protection and grounding electrodes.

Содержание

Введение 8
1 Анализ состояния существующей схемы сети Мангистауской облости 10
1.1 Географическая характеристика района 11
1.2 Характеристика потребителей и источников питания 12
1.3 Обоснование необходимости сооружения новых ВЛ-110кВ и подстанции «Акку» 13
2 Анализ обоснования проектирования ВЛ 110 кВ и подстанции «Акку» 110/10 кВ с учетом перспективной схемы сети 13
2.1 Составление целесообразных вариантов конфигурации сети 15
2.2 Расчет и выбор сечения проводов на участке рассматриваемой сети 18
2.3 Расчет и выбор силовых трансформаторов на подстанции «Акку» 110/10 кВ 19
2.4 Выбор главной схемы трансформаторной подстанции110/10 кВ «Акку» 21
3 Технико-экономическое сравнение вариантов 24
4 Расчет и анализ режимов работы электрической сети 110 кВ 26
4.1 Схема замещения и расчет нормального режима работы существующей сети 110кВ 27
4.2 Расчет режима электрической сети на программе «RastrWin» с внедрением подстанций «Акку» 110/10 кВ при максимуме нагрузок 43
5 Расчет токов короткого замыкания на шинах разрабатываемой подстанции 110 кВ «Акку» 58
5.1 Выбор выключателей на подстанции «Акку» 110/10 кВ 61
5.2 Выбор трансформаторов тока 64
5.3 Выбор трансформаторов напряжения 67
5.4 Ограничители перенапряжения 68
5.5 Выбор выключателей на стороне 10 кВ 69
5.6 Выбор трансформаторов тока 70
5.7 Выбор трансформаторов напряжения 71
6 Экономическая часть 72
6.1 Технико-экономическое обоснование строительства подстанций и ЛЭП 110 кВ 72
6.2 Рынок сбыта 72
6.3 Расчет технико-экономических показателей подстанций и ЛЭП 73
6.4 Показатели финансово-экономической эффективности инвестиций 79
7 Безопасность жизнедеятельности 84
7.1 Подстанция «Акку» 110/10 кВ 84
7.2 Идентификация опасностей 87

7.3 Технические и организационные мероприятия на подстанции по снижению вредных и опасных факторов 89
7.4 Производственный шум и борьба с ним 89
7.5 Расчет заземляющего устройства 90
7.6 Освящения ОРУ 91
7.7 Молниезащита ОРУ 94
Заключение 97
Список литературы 98

Введение

Век в высоких технологий, развития науки, государств и стран особую роль иметь место электроэнергия. Многие предприятия от малого бизнеса до предприятий государственной важности, больницы, школы, жилищно-коммунальное хозяйство, аэропорты, городские транспорт вплоть до коммунально-бытовых приборов работают за счёт электричества, где даже кратковременное отключение электропитания могут вызвать многие проблемы начиная от мелких бытовых неприятностей вплоть до экономического спада экономики или даже массовому гибели людей. Поэтому качественное, надежное и бесперебойное электропитание потребителей является не маловажным условием.

Степень электрификации городов, регионов, производственных объектов, отдаленных поселков показывает развитость государств и стран.

Преимуществом электроэнергий от иных видов энергий является: экономическая рентабельность, легкое трансформирование в другие виды энергий, передача на большие расстояния. Все эти качества электроэнергий удобно использовать в хозяйстве, транспортной сфере, повседневной жизни и других областях.

Цель задач модернизации действующих подстанций: увеличение распределительных устройств и увеличение пропускной способности отдельных её элементов, улучшение качества электроэнергии, удобство эксплуатаций и функциональности подстанций.

При проектирований новых подстанций должны решаться следующие задачи:

- модернизация существующих сетей и проектирование новых электрических сетей и подстанций;
- Выбор принципиальной схемы подстанций;
- Учитывая проектируемую подстанцию, рассчитать режим работы электрической сети;
- Выбор главных и косвенных аппаратур;
- Расчёт токов короткого замыкания, выбор аппаратур и предложение по ограничению их;

В нынешнее время многие электрические сети вычисляются с помощью компьютерных программ: RastrWIN, Mustang и.т.д. При различных построений схем программы могут расчитать точные их режимы работ.

Безопасная работа энергосистем обеспечивается путем существования в этой системе резерва. Резерв позволяет осуществлять балансировку системы путем компенсирования не достающей энергий или же разгрузки системы, когда система выработала энергий больше чем потребляет его потребители тем самым позволяет сохранять баланс мощностей в системе.

Бывают резервы энергосистемы оперативный резерв, аварийный резерв, вращающий резерв.

При проектирование электрической схемы, безопасность и надежность а также при выборе аппаратуры и средства защиты выбирались строго по ПУЭ, ГОСТ – ам и СНиП – ам.

В данной дипломной работе мною было рассмотрено развитие сети Мангистауских электрических сетей, а точней в выполненной дипломной была взята подстанция «Акку» 110/10 кВ которая будущем будет функционально работать в целях доставки и распределения электроэнергий в Мангистаускую область и будет входить в Узеньскую РЭС компаний «МРЭК».

Было рассмотрено 3 варианта подключения подстанций, их технико – экономическое сравнение и в итоге был выбран рациональный и доступный вариант. По выбранному варианту была подобрана вся его аппаратура и провода с соответствующими марками. В компьютерной программе «RastrWin» подсчитаны режимы работ в нормальном состоянии и в аварийном режиме.

1 Анализ состояния существующей схемы сети Мангистауской облости

ТОО «МАЭК – Казатомпром» – основная энергопроизводящая организация в Мангистауской области. Она обеспечивает электричеством более 90 % потребителей.

ТОО «МАЭК – Казатомпром» помимо снабжения Мангистауской области электричеством, занимается обеспечением города Актау и близлежащих посёлков питьевой и теплой водой. Установленная мощность по выдаче электроэнергии составляет 1342 МВт, из них 980 МВт – располагаемая мощность. В 2009 г. компанией было выделено 4018,6 млн. кВт.ч электрической энергии или 102 % к 2010 году, а 2014 г. было произведено 4590 млн. кВт.ч электроэнергии или 117 % к 2015 году.

Быстрый рост экономики в Мангистауской области поспособствовал резкому увеличению потребления энергетических ресурсов. Благодаря развитым энергосетевым объектам и источникам электрической энергии данный регион обеспечивает надежного электроснабжения потребителей.

АО «МРЭК» принадлежит 82 подстанций номинальным напряжением 220, 110, 35 и 10(6) кВ, также она владеет ВЛ напряжениями 220, 110 и 35 кВ протяженностью 2811 км и ВЛ напряжениями 10, 6 и 0,4 кВ – 2303 км.

Большая часть оборудования компании было построено и сдано в эксплуатацию в период с 1968 по 1989 годов. Из этого следует очевидный вывод, что ВЛ и основное оборудование подстанций существенно физически и морально изношены, а коэффициент изношенности находится в районе 60 процентов.

В связи с этим появляется необходимость сооружения новых подстанций, расширения и реконструкции оборудования существующих ВЛ, которые будут удовлетворять современным требованиям экономичности, надежности и экологической безопасности.

В районе рассматриваются вопросы снабжения Каракиянских и Мунайлинских регионов. Данная мера возникла возрастающей численностью населения из-за миграции людей. Будут начаты работы по возведению и монтажу новых подстанций, окончание которых планируется к 2020 году.

Таблица 1.1 – Развитие энергосистемы Мангистауской области

№	Показатели	Ед. изм.	2010 г.	2015 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.
1	Выработка мощности	млрд. кВтч	4,33	4,6	4,94	5,29	5,64
2	Потребление мощности	млрд. кВтч	4,09	4,35	4,6	4,95	5,3
3	Мощность станций ТОО «МАЭК – Казатомпром»	МВт	1355	1335	1335	1335	1335
	ТЭЦ1	МВт	90	70	70	70	70
	ТЭЦ2	МВт	635	635	635	635	635

Продолжение таблицы 4.7

	ТЭС	МВт	630	630	630	630	630
4	Имеющиеся мощность станций ТОО «МАЭК – Казатомпром»	МВт	995	985	995	1005	1015
	ТЭЦ1	МВт	55	50	50	50	50
	ТЭЦ2	МВт	480	475	485	495	505
	ТЭС	МВт	460	460	460	460	460
5	Общая длинна электрических сетей АО «МРЭК»	км	5118	5439	5439	5439	5439
	ВЛЭП 220 кВ	км	666	666	666	666	666
	Износ	%	50	49	48	47	46
	ВЛЭП 110 кВ	км	1342	1342	1342	1342	1342
	Износ	%	50	49	48	47	46
	ВЛЭП 35 кВ	км	807	807	807	807	807
	Износ	%	60	59	58	57	56
	ВЛ 0,4-10 кВ	км	2303	2624	2624	2624	2624
	Износ	%	76	75	74	73	72
6	Подстанции 220 кВ	шт	3	3	3	3	3
	Мощность трансформаторов	МВА	750	750	750	750	750
	Износ	%	54	53	52	51	50
7	Подстанций 110 кВ	шт	58	60	60	60	60
	Общая мощность силовых трансформаторов	МВА	1601	1761	1761	1761	1761
	Износ	%	54	53	52	51	50
8	Подстанций 35 кВ	шт	24	24	24	24	24
	Общая мощность силовых трансформаторов	МВА	187,4	187,4	187,4	187,4	187,4
	Износ	%	54	53	52	51	50
9	Подстанций 10/6/0,4 кВ	шт	439	486	486	486	486
	Общая мощность силовых трансформаторов	МВА	67,3	96,9	96,9	96,9	96,9
	Износ	%	76	74	73	72	71
10	Уменьшение износов электрических сетей и подстанций АО «МРЭК»						
	ЛЭП-220 кВ	км	7	7	7	7	7
	ЛЭП-110 кВ	км	13	13	13	13	13
	ЛЭП-35 кВ	км	8	8	8	8	8
	ВЛ 0,4-10 кВ	км	44	33	20	20	20
	ПС-110/35-10/10-6-0,4 кВ	шт	2	3	2	1	0
	ПС-35/10-6-0,4 кВ	шт	4	3	3	3	3
	потери %	%	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4

1.1 Географическая характеристика района

Мангистауская область входит в пустынную зону. Основная часть почв

– это серобурые пустынные, почвы солонцеватые и засоленные, бурые пустынные с пятнами солонцов до 10%.

Климатические условия Мангистауской области:

- Среднегодовая температура воздуха – +15,2 °С;
- Относительная влажность воздуха – 57,2%;
- Средняя скорость ветра – 4,8 м/с;
- Среднегодовое количество осадков – 100-150 мм.

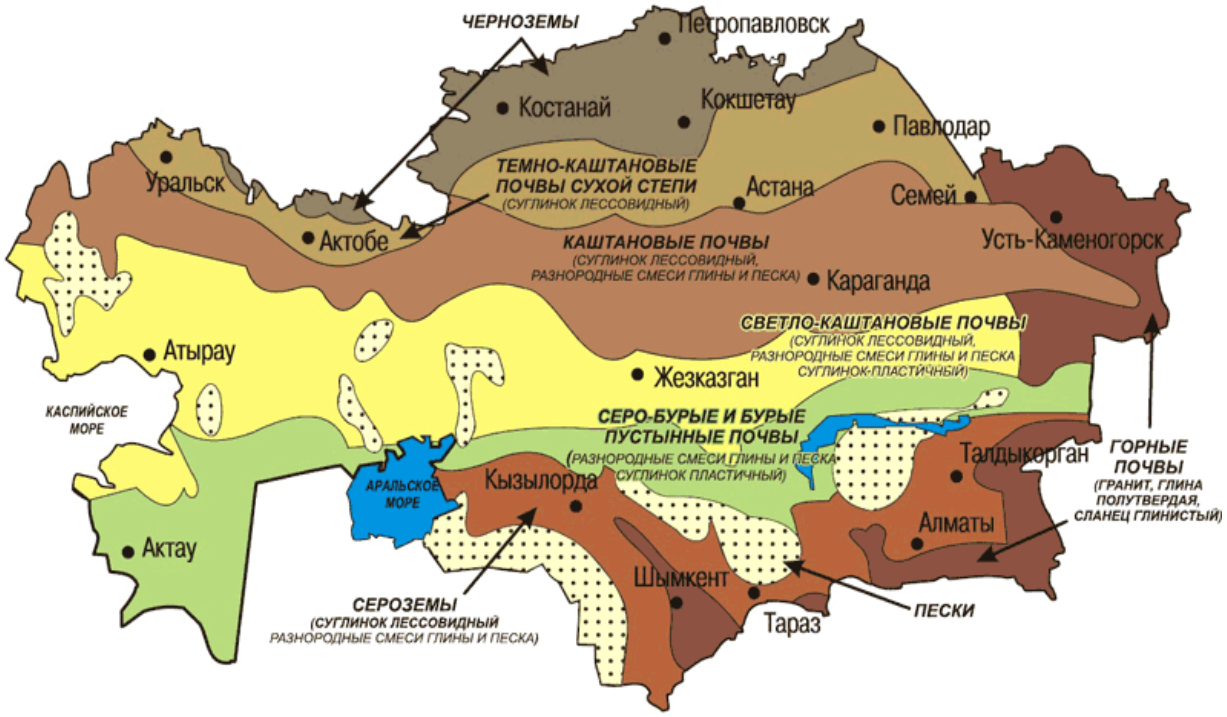


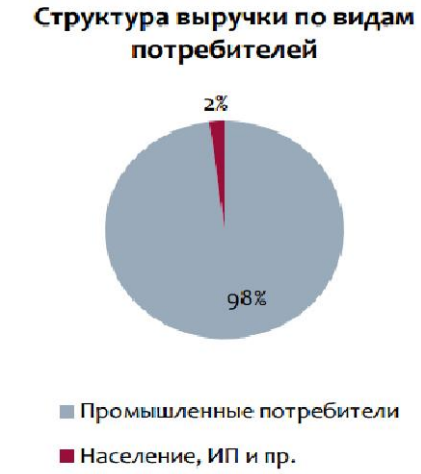
Рисунок 1.1 – Карта грунтов республики Казахстан и их удельные электрические сопротивления (карта)

1.2 Характеристика потребителей и источников питания

В Мангистауской области из всей выработанной электроэнергии 89 процентов потребляется промышленными предприятиями, такими как АО «Озенмунайгаз», АО «Мангистаумунайгаз» и АО «Каражанбасмунай», а на долю населения приходится 11 процентов

В течение последних 3 лет, «МРЭК» увеличила передаваемую мощность на 5% ежегодно за счет увеличения передаваемой мощности в следствии активной добычи углеводородов.

«МРЭК» в Мангистауской области занимается транспортировкой энергии к потребителям своими сетями, и обеспечивает электричеством всю область кроме города Актау, а главным поставщиком электроэнергии является ТОО «МАЭК – Казатомпром». Мангистауская область – один из самых крупных регионов по добыче нефтяных и газовых ресурсов в РК.



Крупнейшие потребители по доле в структуре выручки:	6М 2014
АО "Озенмунайгаз"	28,3%
АО "Мангистаумунайгаз"	20,5%
ТОО "КазГПЗ"	9,0%
АО "Каражамбасмунай"	8,9%
ТОО "Каракудукмунай"	6,0%
Всего:	**72,7%**

Источник: данные Компании

1 2

Рисунок 1.2 – Основные потребители Мангистауской области за период 2010 по 2016 годов: 1 – Структура выручки по видам потребителей; 2 – Крупнейшие потребители

1.3 Обоснование необходимости сооружения новых ВЛ-110кВ и подстанции «Акку»

Как было упомянуто выше, основная часть оборудования и воздушных линий было введено в эксплуатацию в 80-х годах прошлого века. Соответственно срок эксплуатации этого оборудования превышает годовой порок 25 лет, а так же развитием технологической промышленности, возникает необходимость модернизации существующих сетей для уменьшения потерь мощности при холостом ходе системы.

Возникает необходимость постройки новых подстанции, расширения и реконструкции оборудования существующей сети, отвечающих современным требованиям экономичности, надежности и экологической безопасности.

Строительство подстанции «Акку» связано с дефицитом электроэнергии в южной части Узень в связи с появлением коммунально-бытового, промышленного потребителя электроэнергии.

2 Анализ обоснования проектирования ВЛ 110 кВ и подстанции «Акку» 110/10 кВ с учетом перспективной схемы сети

К 2020 года должна будет построена новая подстанция «Акку» 110/10 кВ, связи с растущим поселком «Акку» и увеличение нефтяной промышленности.

В проекте рассматривается присоединение подстанции «Акку» 110/10 кВ к существующей сети, доказать выгодность и необходимость проекта, и рассчитать статичность системы при внедрении подстанции «Акку» 110/10 кВ.

Исходными данными являются:
- конфигурация и параметры существующей сети;
- карта схем сети;
- мощность существующих подстанций.

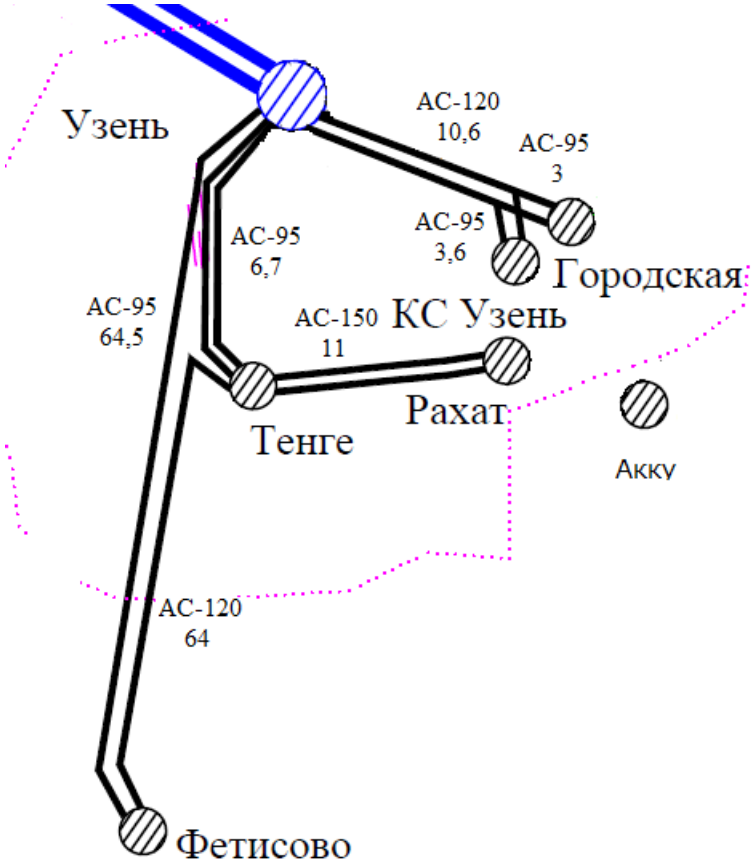


Рисунок 2.1 – Карта-схема сети 110 кВ рассматриваемого района

Рост нагрузок на подстанциях будет, увеличивается на 5 %, через каждые 5 лет что показана в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Увеличение нагрузок на подстанциях до 2030 года

Год / ПС	2015		2020		2025		2030	
	P,МВт	Q,МВАр	P,МВт	Q,МВАр	P,МВт	Q,МВАр	P,МВт	Q,МВАр
Фетисова	1,47	0,84	3,6	1,8	5,3	3,6	7,5	4,65
Рахат	7,2	7,7	12	10	15	12	19,04	11,8
КС Узень	10,78	8,9	20,1	12,3	25,5	16,7	29,75	18,44
Городская	8,61	6,16	18,5	10,8	24,7	15,3	29,75	18,44
Тенга	2,9	1,1	6,3	3,4	9,2	5,1	11,9	7,4

2.1 Составление целесообразных вариантов конфигурации сети

При проектировании электрической сети учитывают, сколько вариантов разработано. В целях выбора наиболее выгодного варианта необходимо разработать три варианта.

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

При проектировании подстанции рассматривается, каким образом эта подстанция будет, входит в МЭС, целесообразность и экономичность данной схемы.

Рассматриваются три варианта развития сети к подстанции «Акку» 110/10 кВ:

- по первому варианту сеть подключается от существующей подстанции «Рахат» 110/10 кВ;
- по второму варианту сеть подключается от подстанции «КС Узень»;
- по третьему варианту сеть подключится от обеих подстанций «КС Узень» и «Рахат».

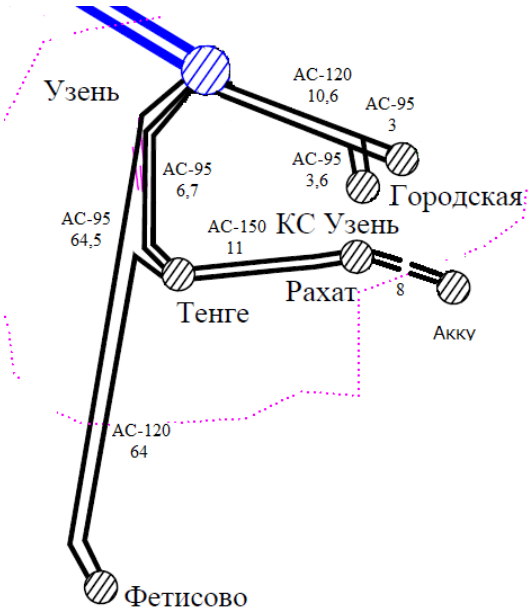


Рисунок 2.2 – Первый вариант развития сети 110 кВ.

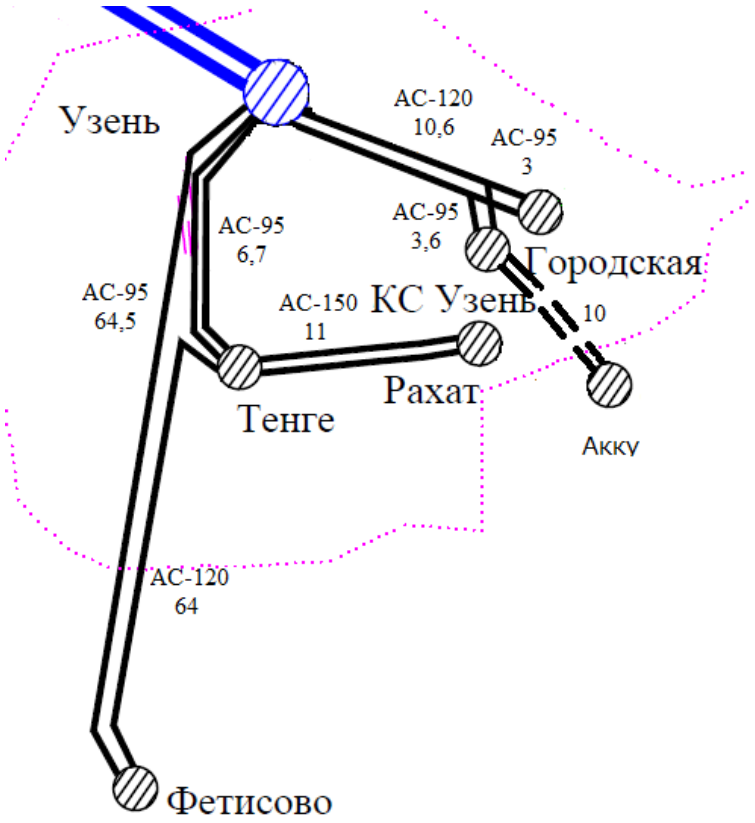


Рисунок 2.3 – Второй вариант развития сети 110 кВ.

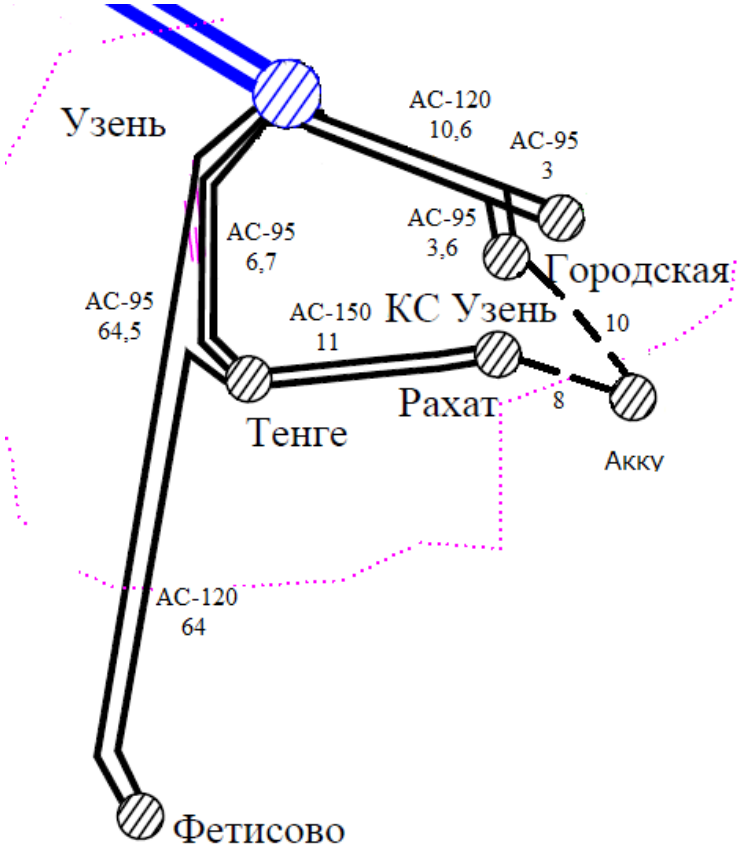


Рисунок 2.4 – Третьи вариант развития сети 110 кВ.

После разработки вариантов составлены три варианта электрических соединений по трем вариантам.

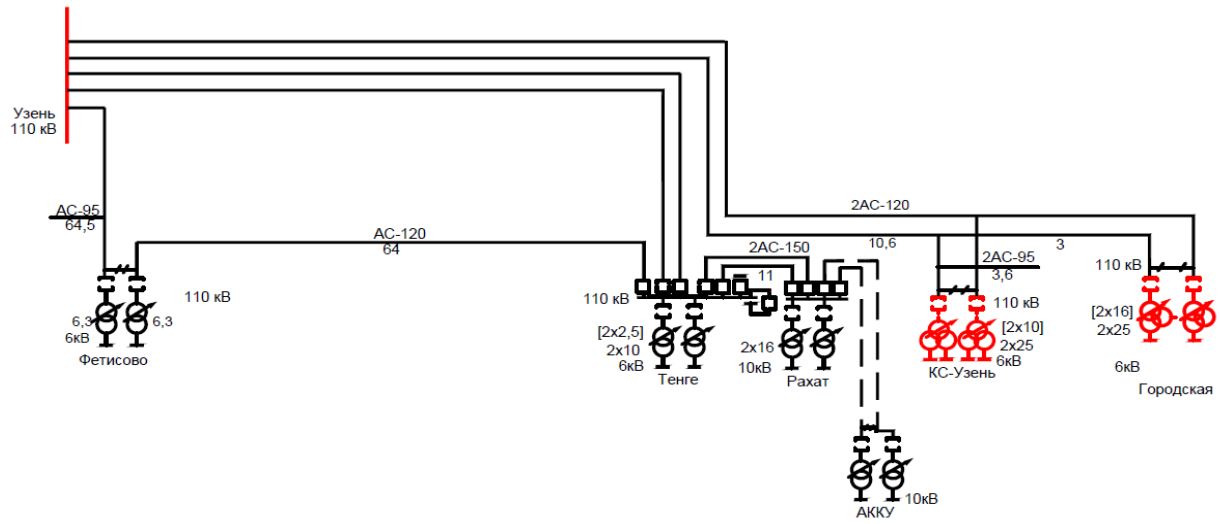


Рисунок 2.5 – Схема электрических соединений первый вариант

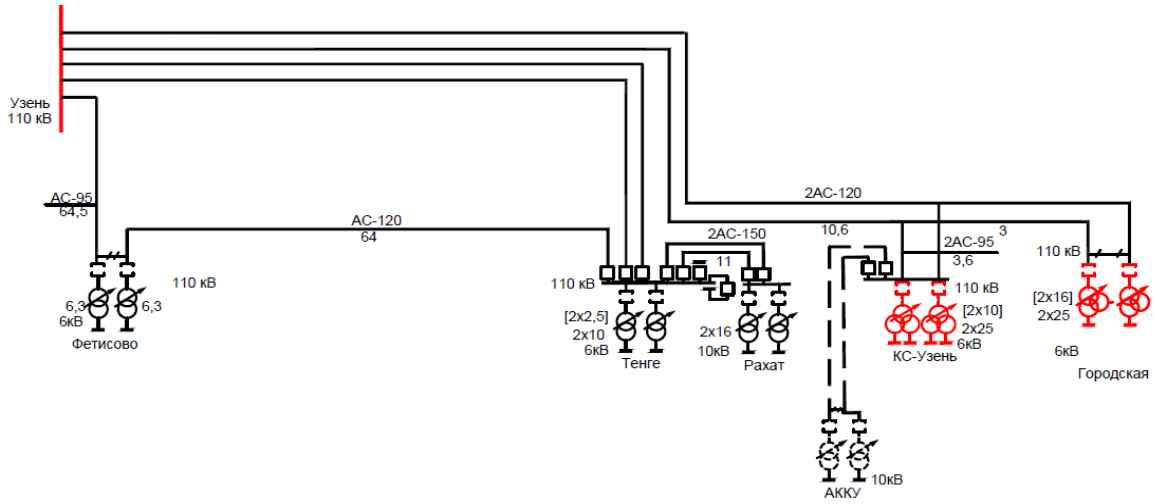


Рисунок 2.6 – Схема электрических соединения второй вариант

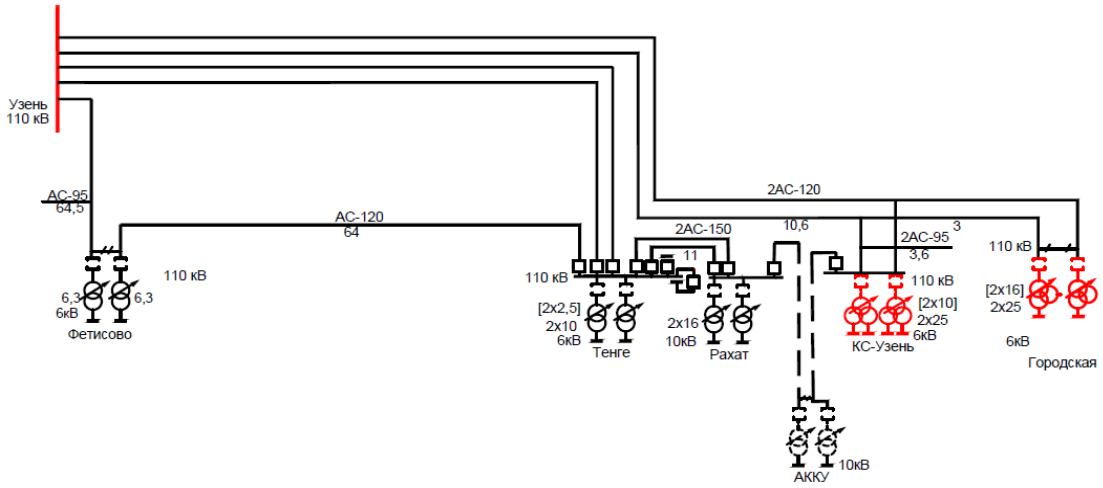


Рисунок 2.7 – Схема электрических соединения третий вариант

2.2. Расчет и выбор сечения проводов на участке рассматриваемой сети

Сечения проводов выбираются по следующим критериям: по нагреву линии электропередач, по экономической плотности тока, также по величине короны. Определим сечения проводов по экономической плотности тока.

Расчётный ток (I_p), рассчитывается по формуле:

$$I = \frac{S_p}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \qquad (2.1)$$

где S_p – нагрузка подстанций, МВА;

n – количество линии.

Сечение проводника ($F_{эк}$):

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

где $j_{эк}$ – величина экономической плотности тока, которое выбирается по числу часов использования максимумов нагрузок (5000 часов), примем $j_{эк}$ = 1.4 А/мм^2 [3].

Проверка выбранного сечения провода по длительному протеканию через него тока:

$$I_p \le I_{доп}, \qquad (2.3)$$

где $I_{доп}$ – допустимый длительный ток.

По формуле 2.1 рассчитывается ток:

$$I_p = \frac{\sqrt{12^2 + 6^2}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 35 \ \ A.$$

Далее находится сечение провода по формуле (2.2) находим сечения провода для ВЛ:

$$F_{эк} = \frac{35}{1{,}4} = 25 \ \ мм^2.$$

Экономически целесообразно было бы принять сечение проводника равным 70 мм^2, но с учётом дальнейшего развития сети, был принят провод АС – 95/16 сечением 95 мм^2. Характеристики этого провода приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Параметры провода АС 95/16

<Марка провода	Число и диаметр проволок, мм		Сопротивление постоянному току при 20 °С, Ом/ км, не более	Допустимый длительный ток $I_{доп}$, А
	алюминиевых	стальных		
АС 95/16	6 х 4,5	1 х 4,5	0,306	330

Проверяем выбранное сечение по формуле 2.3:

$$35 A < 330 \ A.$$

Данный провод удовлетворяет условию протекания длительного тока.

2.3 Расчет и выбор силовых трансформаторов на подстанции «Акку» 110/10 кВ

Выбор силовых трансформаторов производится с учетом категории потребителей, и принимаются в двух количествах в целях увеличения надежности электроснабжения, и мощность трансформатора определяется по формуле:

$$S_{ном.тр.} \geq \frac{S_p}{0,7 \cdot 2}, \qquad (2.4)$$

где $S_{ном.тр}$ – номинальная мощность трансформатора, МВА;

S_p – нагрузка подстанции, МВА.

Такой расчёт объясняется тем, что если отключиться один из двух трансформаторов, оставшейся второй трансформатор снабдит всех потребителей при этом загружаясь на 140 процентов:

$$S_{ном.тр.} \geq \frac{13,42}{0,7 \cdot 2} = 9,59 \ MBA.$$

По условию номинальная мощность трансформатора должна быть выше 9,59 МВА. Для двух трансформаторных подстанций выбираются два однотипных трансформатора для их синхронной работы. К установке выбираются два трансформатора по 10 МВА, типа ТДН –

10000/110 напряжением 110 / 10 кВ с регулированием напряжения под нагрузкой.

Главным критериям является коэффициент загрузки, определяемый при двух режимах. коэффициент загрузки для максимального режима определяется [3]:

$$k_з = \frac{S_р}{n \cdot S_{н.тр.}}, \quad (2.5)$$

где n – количество параллельных работающих трансформаторов.

Следовательно по формуле (2.5):

$$k_з = \frac{13{,}42}{2 \cdot 10} = 0{,}67.$$

Это означает, что загрузка каждого трансформатора при нормальном режиме составляет 67% от его номинальной способности.

Во втором случае коэффициент загрузки рассчитывается по формуле:

$$k_{з.ав.} = \frac{S_р}{(n-1) \cdot S_{н.тр.}}, \quad (2.6)$$

Коэффициент загрузки после аварийном режиме по (2.6):

$$k_{з.ав.} = \frac{13{,}42}{(2-1) \cdot 10} = 1{,}34.$$

ТДН – 10000/110 напряжением 110/10 кВ. Параметры трансформатора приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Параметры трансформатора

Параметр	Значение параметра
Тип трансформатора	ТДН–10000/110
$S_{ном}$, МВА	10
$U_{в.н.}$, кВ	115
$U_{н.н.}$, кВ	11
$\Delta P_{х.х.}$, кВт	14
$\Delta P_к$, кВт	60
U_k, %	10,5
$I_{х.х.}$, %	0,7

2.4 Выбор главной схемы трансформаторной подстанции 110/10 кВ «Акку»

Основными потребители подстанции 110 кВ «Акку» относиться к категории II и III по надежности электроснабжению. Это, определяет ряд требований к системе электроснабжения в соответствии с ПУЭ, а именно:

- электроприемников II категории желательно обеспечивать питанием от двух независимых взаимно резервирующих источников питания;
- разрешено перерыв электроснабжения на время, необходимого для включения резервного питания при нарушении одного из источников;
- для потребителей III категории возможно питание от одного источника при условии, что перерывы электроснабжения, необходимые для устранения проблем системы энергоснабжения, не превышают одни сутки.

Классификация схем понижающих подстанции разнообразны и способ присоединения к сети нормативными документами не установлена. Исходя из типов возможных схем присоединений подстанции их разделяют на тупиковые, ответвительные, проходные, узловые и промежуточные. Выбирается тупиковая подстанция, так как такой вид подстанции питал по двум линиям и рассматривается как первый этап развития сети и является подстанций коммунально-бытового района. Так как на подстанциях такого типа рекомендуется применение наиболее простых схем, тупиковые подстанции выполняются с выключателем на стороне высокого напряжения перемычкой с разъединителями.

Основные требования к главным схемам электрических соединений:

- схема должна обеспечивать надежное питание присоединенных потребителей в нормальном, ремонтном и послеаварийном режиме в соответствии с категориями нагрузки по надежности электроснабжения с учетом наличия или отсутствия независимых резервных источников питания;
- схема должна обеспечивать надежность транзита мощности через ПС в нормальном, ремонтном и послеаварийном режиме в соответствии с его значением для рассматриваемого участка сети;
- схема должна быть по возможности простой, наглядной, экономичной и обеспечивать возможность восстановления питания потребителей в послеаварийной ситуации средствами автоматики без вмешательства персонала;
- схема должна допускать поэтапное развитие РУ с переходом от одного этапа, к другому без значительных работ по реконструкции и перерывов в питании потребителей.

В проекте принимается комплектная трансформаторная блочная подстанция типа 110 – 4Н

ОРУ 110 кВ предусмотрено по схеме 110-4Н с элегазовыми выключателями, разъединителями на главных и замещающих ножах, трансформаторами напряжения, трансформаторами тока и ограничителями напряжения.

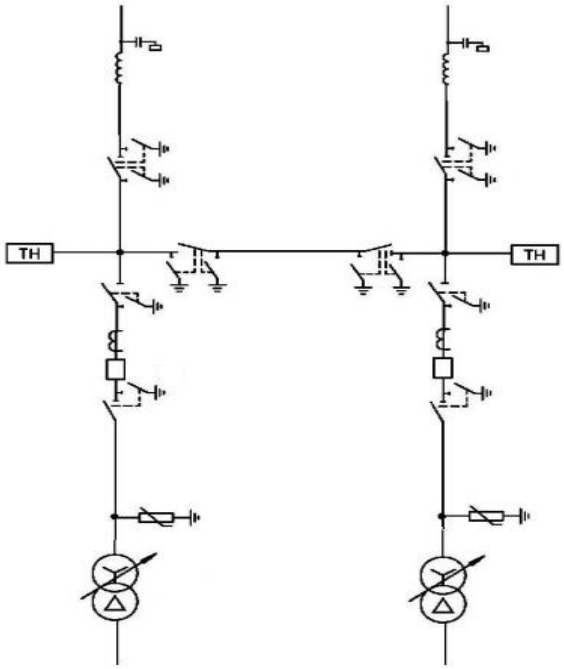


Рисунок 2.8 - Типовая схема подключения подстанции110-4Н

Типовая схема 4Н включает в себя два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии.

В схеме подстанции предусмотрено две линий со стороны высокого напряжения. Количество отходящих линий, со стороны низкого напряжения определяется пропускной способностью и по мощности устанавливаемых трансформаторов. Принимается две секционированных систем шин (рисунок 2.9). В таблице 2.4 приведено количество линий 10 кВ для нашей подстанций.

Таблица 2.4 – Количество лини 10 кВ на ПС 110 кВ

Мощность трансформаторов ТДН10000/110/10, МВА	Количество линий 10 кВ для двух-обмоточных трансформаторов
2х10	14

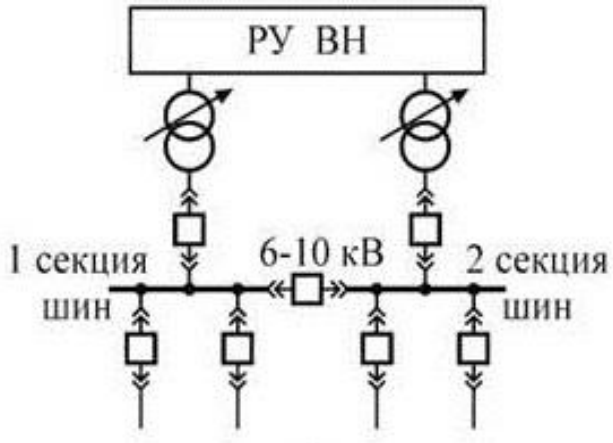


Рисунок 2.9 – Схема двух секционированной системы шин

Такой тип РУ 10 кВ хорошо подходит ко всем вариантам в проекте, так как при отключении одного из трансформаторов или при ремонтных работах с помощью секционного выключателя можно бесперебойно питать все потребители.

Применяется на стороне низкого напряжение КРУ 10 кВ предназначенное для приёма и распределения электрической энергии трёхфазного переменного тока частотой 50 Гц напряжением 10 кВ и используется в распределительных устройствах электрических подстанций энергосистем и промышленных предприятий, собственных нужд электростанций.

Как правило, шкаф КРУ разделён на 4 основных отсека: 3 высоковольтных - кабельный отсек (ввода или линии), отсек выключателя и отсек сборных шин; и 1 низковольтный - релейный шкаф.

В релейном отсеке располагается низковольтное оборудование: устройства РЗА, переключатели, рубильники. На двери релейного отсека, как правило, располагаются светосигнальная арматура, устройства учёта и измерения электроэнергии, элементы управления ячейкой.

В отсеке выключателя располагается силовой выключатель или другое высоковольтное оборудование (разъединительные контакты, предохранители, ТН). Чаще всего в КРУ это оборудование размещается на выкатном или выдвижном элементе.

В отсеке сборных шин располагаются силовые шины, соединяющие шкафы секции РУ.

Отсек ввода служит для размещения кабельной разделки, измерительных трансформаторов тока, трансформаторов напряжения, ОПН.

Схема присоединения подстанции «Акку» 110/10 кВ.

3 Технико-экономическое сравнение вариантов

При технико-экономическом сравнении вариантов, рассматривается вариант развития сети по выгодным критериям (степени надежности и качеству электроэнергии).

Разрабатывается три варианта. В первом варианте протяженность линии 16 км, во втором варианте – 20 км, в третьем варианте – 18 км, поэтому экономический целесообразным является первый вариант.

Подсчет приведенных затрат по формуле:

$$З = E_н \cdot К + И \ тг/год, \tag{3.1}$$

где $E_н$ - нормативный коэффициент эффективности (принимается равным 0,12 и показывает, какая часть капитальных вложений в новую технику должна окупаться в течение года).

$$К = К_л + К_п, \tag{3.2}$$

где $К_л, К_п$ - капитальные вложения в линии и в подстанцию;

$$И = И_л + И_п + И_{ДЭ}, \tag{3.3}$$

где соответственно издержки на амортизацию и обслуживание линий $И_л$, подстанций $И_п$ и $И_{ДЭ}$ - издержки на возмещение потерь энергии в электрических сетях.

Ежегодные издержки $И_л$ и $И_п$ определяются суммой отчислений от капитальных вложений:

$$И_л = \alpha_л \cdot К_л, \tag{3.4}$$

$$И_п = \alpha_п \cdot К_п, \tag{3.5}$$

где $\alpha_л, \alpha_п$ - соответственно коэффициенты отчислений на амортизацию и обслуживание для линий и подстанций [3].

На капитала вложение, часто влияет протяжённость ВЛ, а цена на подстанцию является неизменной величиной, её показатели не сказываются на технико-экономическое сравнение вариантов.

Таблица 3.1 – Протяженность длин линий по вариантам

№	Описание	Длина линий, км
1	Рахат – Акку	16
2	КС Узень – Акку	20
3	Рахат – Акку – КС Узень	18

Из данных таблицы видно, что по протяжённости линии, участок с наименьшей, длинной является первый вариант. В таблице 3.2 показано оборудование по вариантам.

Таблица 3.2 – Оборудование по вариантам

№	Оборудование	Номер схемы	Количество, шт.	Цена, тыс.тг.
1	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий*	4Н	2	76000
2	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий[1)]	4Н	2	76000
3	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий	4Н	2	76000[2)]

Примечания

* Выключатели элегазовые.

1) Показатели стоимости ОРУ 110 кВ учитывают установленные оборудование (выключатель, разъединитель, отделитель, трансформаторы тока и напряжение, разрядники); панели управления, защиты и автоматики, установленные в ОПУ, относящие к ОРУ, кабельные хозяйство в пределах ячейка и до панелей в ОПУ и др., а также строительные и монтажные работы.

2) Ориентировочные цены взяты из справочника по проектированию Файбисовича, таблица 7.18. Перевод из рублей в тенге произведен усредненным курсом 1 руб.=5 тенге.

Исходя из таблиц 3.1 и 3.2, экономически целесообразным является первый вариант.

Капитальные вложения на линию рассчитывается по следующей формуле:

$$K_л = n \cdot l \cdot c, \qquad (3.6)$$

где C - стоимость одного км линии на железобетонных опорах;

L - протяжённость длинны линии;

n - количество параллельных между собой линий.

Рассчитываем капитальные вложения в линию по первому, второму и третьему варианту:

$$K_{л1} = 8 \cdot 2 \cdot 9101{,}2 = 145619{,}2 \ тыс.тг;$$

$$К_{л2} = 10 \cdot 2 \cdot 9101{,}2 = 182024 \ тыс.тг;$$
$$К_{л3} = 10 + 8 \cdot 9101{,}2 = 163821{,}6 \ тыс.тг,$$

где $К_{л1}$, $К_{л2}$, $К_{л3}$ – капитала вложения по первому, второму и третьем вариантам

.

Стоимость одного километра линии электропередач принята 9101,2 тыс. тенге за один километр. Цены за 2000 год, взяты из справочника по проектированию Файбисовича и приведены на 2016 год с учётом годовой инфляции в 8 %.

Выбирается вариант проекта с минимальной длинной ЛЭП, который имеет меньшие суммарные потери активной мощности, и соответствует необходимой надёжности электроснабжения. В проекте таковым является первый вариант.

4 Расчет и анализ режимов работы электрической сети 110 кВ

Расчет режимов электроэнергетических сетей производится для определения:

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

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

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

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

Включая в себя три величины, определяющиеся данными факторами, сложная функция определяет потоки активной мощности по сетям

энергосистемы. Но допускается выделение участков, для которых определяющим является один фактор.

При выявлении наибольших значений расчетных длительных потоков мощности, при проектировании линий, как правило, достаточно ограничиться двумя характерными режимами:

-режимом максимальных нагрузок в зимние сутки;

-режимом минимальных нагрузок в летние сутки.

Для проектирования задаются нагрузками потребителей приведенных в таблице 2.1. Так как будут рассмотрены перспективные нагрузки, они будут, является исходными данными.

4.1 Схема замещения и расчет нормального режима работы существующей сети 110кВ

При расчете режимов, рассматривается три варианта сети при различных режимах:

Первый вариант режима существующей сети, второй вариант при минимальных нагрузках и третий вариант послеаварийном режиме.

Соответственным образом рассчитываются, режимы сети рассматривается уже с новой подстанцией.

Первый режим - электрическая система данного региона без новой подстанции «Акку» 110/10 кВ.

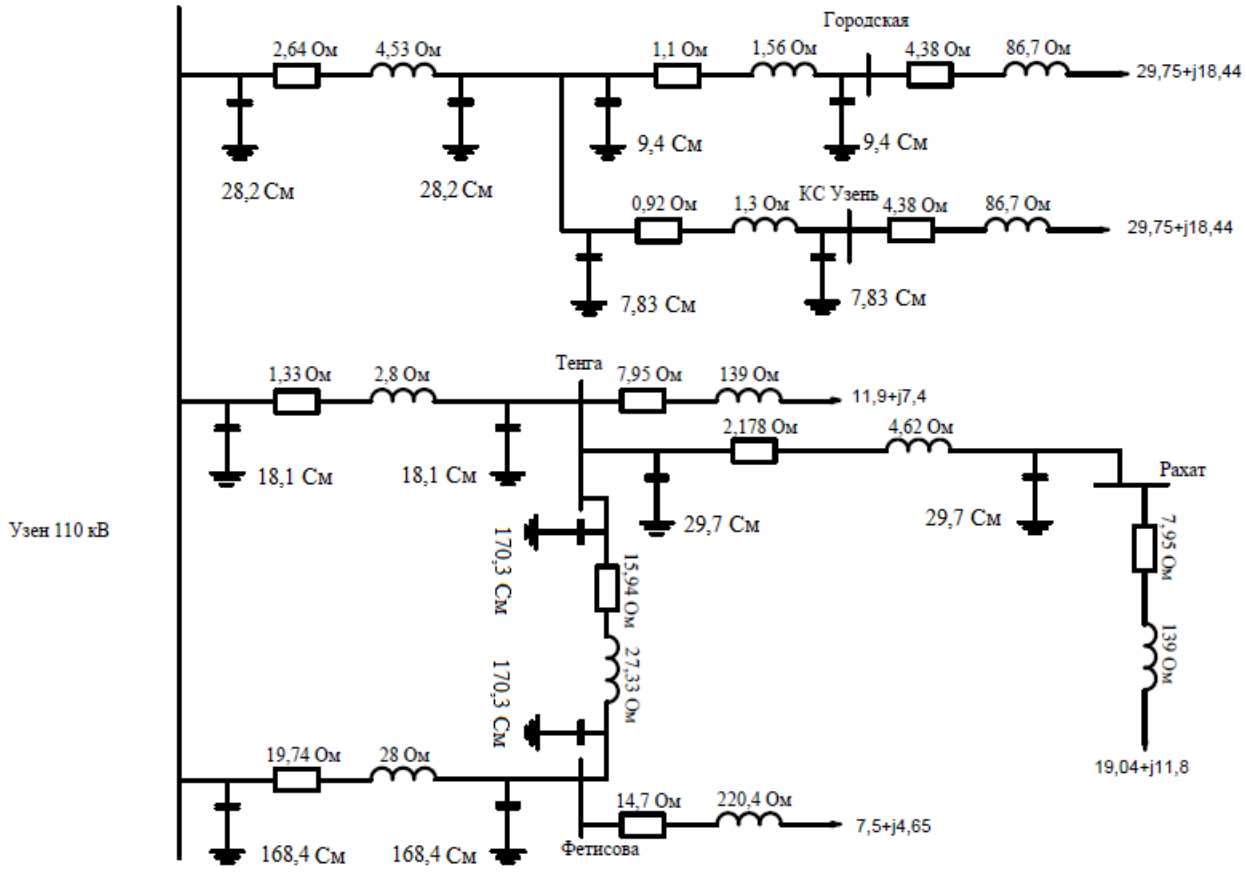


Рисунок 4.1 – Схема замещения существующей сети 110 кВ

Таблица 4.1 – Узлы схемы замещения существующей сети 110 кВ

Тип	Н.	Назв.	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	Delta
База	1	узень	115			99,1	65,8	115	-100	100	115	
Нагр	2		110					110			113,76	-0,41
Нагр	3	Фет	6	3,8	2,3			6			5,85	-4,15
Нагр	4	Фет	6	3,8	2,3			6			5,85	-4,15
Нагр	5		110					110			114,51	-0,14
Нагр	6	Тенга	6	6	3,7			6			5,69	-6,18
Нагр	7	Тенга	6	6	3,7			6			5,69	-6,18
Нагр	8		110					110			114,03	-0,27
Нагр	9	Рахат	10	9,5	5,9			10			9,54	-6,38
Нагр	10	Рахат	10	9,5	5,9			10			9,54	-6,38
Нагр	14		110					110			113,49	-0,35
Нагр	15		110					110			113,2	-0,41
Нагр	16	КС У	6	14,9	9,2			6			5,82	-4,21
Нагр	17	КС У	6	14,9	9,2			6			5,82	-4,21
Нагр	18		110					110			113,25	-0,4
Нагр	19		110					110			108,21	-4,14
Нагр	20	Город	6	7,4	4,6			6			5,75	-5,41
Нагр	21	Город	35	7,4	4,6			35			34,38	-4,11
Нагр	22		110					110			108,21	-4,14
Нагр	23	Город	6	7,4	4,6			6			5,75	-5,41
Нагр	24	Город	35	7,4	4,6			35			34,38	-4,11

Таблица 4.1 – Узлы схемы замещения существующей сети 110 кВ

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/r	P_нач	Q_нач	I max
ЛЭП	1	2	узень -	19,74	27,99	-168,3		-5	-1	28
Тр-р	2	3	- Фетисова	14,7	220,4		0,054	-4	-3	24
Тр-р	2	4	- Фетисова	14,7	220,4		0,054	-4	-3	24
ЛЭП	1	5	узень -	1,33	2,81	-18,1		-17	-12	106
ЛЭП	1	5	узень -	1,33	2,81	-18,1		-17	-12	106
ЛЭП	2	5	-	15,94	27,33	-170,2		3	2	20
Тр-р	5	6	- Тенга	14,7	220,4		0,054	-6	-5	39
Тр-р	5	7	- Тенга	14,7	220,4		0,054	-6	-5	39
ЛЭП	5	8	-	2,18	4,62	-29,7		-10	-7	62
ЛЭП	5	8	-	2,18	4,62	-29,7		-10	-7	62
Тр-р	8	9	- Рахат	7,95	139		0,091	-10	-7	62
Тр-р	8	10	- Рахат	7,95	139		0,091	-10	-7	62
ЛЭП	1	14	узень -	2,64	4,53	-28,2		-30	-21	184
ЛЭП	1	14	узень -	2,64	4,53	-28,2		-30	-21	184
ЛЭП	14	15	-	1,1	1,56	-9,4		-15	-11	94

ЛЭП	14	15	-	1,1	1,56	-9,4		-15	-11	94
Тр-р	15	16	- КС Узень	2,54	55,9		0,054	-15	-11	94
Продолжения таблицы 4.2										
Тр-р	15	17	- КС Узень	2,54	55,9		0,054	-15	-11	94
ЛЭП	14	18	-	0,92	1,3	-7,8		-15	-10	92
ЛЭП	14	18	-	0,92	1,3	-7,8		-15	-10	92
Тр-р	18	19	-	1,5	55,9		1	-15	-10	91
Тр-р	19	20	- Город	1,5	35,7		0,054	-7	-5	47
Тр-р	19	21	- Город	1,5			0,318	-7	-5	47
Тр-р	18	22	-	1,5	55,9		1	-15	-10	91
Тр-р	22	23	- Город	1,5	35,7		0,054	-7	-5	47
Тр-р	22	24	- Город	1,5			0,318	-7	-5	47

Таблица 4.3 – Результаты расчета нормального режима существующей сети

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	узень	115				99,1	65,8	115	-100	100
2		113,8	-0,4	-5	-1	0,04	0,05	24	0	-2,2
5		114,5	-0,1	-17	-12	0,04	0,09	105		-0,24
5		114,5	-0,1	-17	-12	0,04	0,09	105		-0,24
14		113,5	-0,4	-30	-21	0,27	0,46	183		-0,37
14		113,5	-0,4	-30	-21	0,27	0,46	183		-0,37
2		113,76	-0,41					110		
1	узень	115	0,4	5	3	0,04	0,05	28	0	-2,2
3	Фетисова	5,8	-3,7	-4	-3	0,02	0,37	24		
4	Фетисова	5,8	-3,7	-4	-3	0,02	0,37	24		
5		114,5	0,3	3	2	0,01	0,02	20	0	-2,22
3	Фетисова	5,85	-4,15	3,8	2,3			6		
2		113,8	3,7	4	2	0,02	0,37	438		
4	Фетисова	5,85	-4,15	3,8	2,3			6		
2		113,8	3,7	4	2	0,02	0,37	438		
5		114,51	-0,14					110		
1	узень	115	0,1	17	12	0,04	0,09	106		-0,24
1	узень	115	0,1	17	12	0,04	0,09	106		-0,24
2		113,8	-0,3	-3	0	0,01	0,02	15	0	-2,22
6	Тенга	5,7	-6	-6	-5	0,07	0,99	39		
7	Тенга	5,7	-6	-6	-5	0,07	0,99	39		
8		114	-0,1	-10	-7	0,02	0,05	60	0	-0,39
8		114	-0,1	-10	-7	0,02	0,05	60	0	-0,39
6	Тенга	5,69	-6,18	6	3,7			6		
5		114,5	6	6	4	0,07	0,99	716		
7	Тенга	5,69	-6,18	6	3,7			6		
5		114,5	6	6	4	0,07	0,99	716		

8		114,03	-0,27					110		
5		114,5	0,1	10	7	0,02	0,05	62	0	-0,39

Продолжение таблицы 4.3

5		114,5	0,1	10	7	0,02	0,05	62	0	-0,39
9	Рахат	9,5	-6,1	-10	-7	0,09	1,58	62		
10	Рахат	9,5	-6,1	-10	-7	0,09	1,58	62		
9	Рахат	9,54	-6,38	9,5	5,9			10		
8		114	6,1	10	6	0,09	1,58	677		
10	Рахат	9,54	-6,38	9,5	5,9			10		
8		114	6,1	10	6	0,09	1,58	677		
14		113,49	-0,35					110		
1	узень	115	0,4	30	21	0,27	0,46	184		-0,37
1	узень	115	0,4	30	21	0,27	0,46	184		-0,37
15		113,2	-0,1	-15	-11	0,03	0,04	93		-0,12
15		113,2	-0,1	-15	-11	0,03	0,04	93		-0,12
18		113,3	0	-15	-10	0,02	0,03	92		-0,1
18		113,3	0	-15	-10	0,02	0,03	92		-0,1
15		113,2	-0,41					110		
14		113,5	0,1	15	11	0,03	0,04	94		-0,12
14		113,5	0,1	15	11	0,03	0,04	94		-0,12
16	КС Узень	5,8	-3,8	-15	-11	0,07	1,47	94		
17	КС Узень	5,8	-3,8	-15	-11	0,07	1,47	94		
16	КС Узень	5,82	-4,21	14,9	9,2			6		
15		113,2	3,8	15	9	0,07	1,47	1736		
17	КС Узень	5,82	-4,21	14,9	9,2			6		
15		113,2	3,8	15	9	0,07	1,47	1736		
18		113,25	-0,4					110		
14		113,5	0	15	10	0,02	0,03	92		-0,1
14		113,5	0	15	10	0,02	0,03	92		-0,1
19		108,2	-3,7	-15	-10	0,04	1,39	91		
22		108,2	-3,7	-15	-10	0,04	1,39	91		
19		108,21	-4,14					110		
18		113,3	3,7	15	9	0,04	1,39	91		
20	Город	5,8	-1,3	-7	-5	0,01	0,24	47		
21	Город	34,4	0	-7	-5	0,01		47		
20	Город	5,75	-5,41	7,4	4,6			6		
19		108,2	1,3	7	5	0,01	0,24	868		
21	Город	34,38	-4,11	7,4	4,6			35		
19		108,2	0	7	5	0,01		148		
22		108,21	-4,14					110		
18		113,3	3,7	15	9	0,04	1,39	91		
23	Город	5,8	-1,3	-7	-5	0,01	0,24	47		
24	Город	34,4	0	-7	-5	0,01		47		

23	Город	5,75	-5,41	7,4	4,6			6		
22		108,2	1,3	7	5	0,01	0,24	868		

Продолжение таблицы 4.3

24	Город	34,38	-4,11	7,4	4,6			35		
22		108,2	0	7	5	0,01		148		

Таблица 4.4 – Отклонения напряжений нормального режима

S	Номер	Название	U_ном	V	dV
	6	Тенга	6	5,69	-5,24
	7	Тенга	6	5,69	-5,24

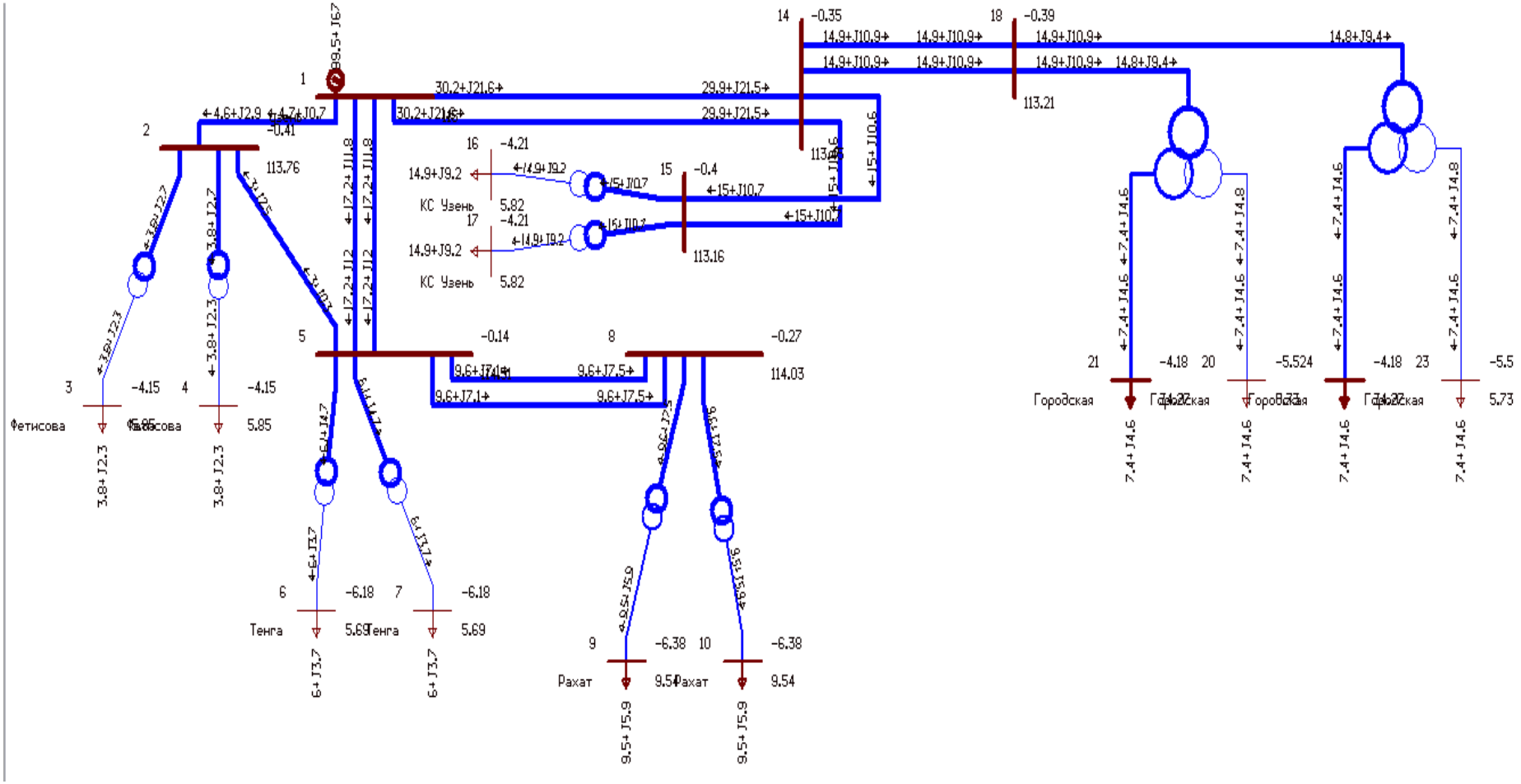


Рисунок 4.2 – Потокораспределения максимального режима работы существующей сети

Расчет показал, что существующая сеть при максимальных нагрузках статична, а отклонения напряжений в пределах 5 процентов.

Второй режим (минимальная нагрузка) работы существующей сети.

Таблица 4.5 – Узлы существующей сети при минимальных нагрузках

Тип	Н.	Назван	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	Delta
База	1	узень	115			68,9	40,3	115	-100	100	115	
Нагр	2		110					110			114,25	-0,33
Нагр	3	Фетис	6	2,7	1,6			6			5,97	-2,92
Нагр	4	Фетис	6	2,7	1,6			6			5,97	-2,92
Нагр	5		110					110			114,69	-0,11
Нагр	6	Тенга	6	4,2	2,6			6			5,86	-4,19
Нагр	7	Тенга	6	4,2	2,6			6			5,86	-4,19
Нагр	8		110					110			114,37	-0,2
Нагр	9	Рахат	10	6,6	4,1			10			9,86	-4,29
Нагр	10	Рахат	10	6,6	4,1			10			9,86	-4,29
Нагр	14		110					110			113,99	-0,26
Нагр	15		110					110			113,8	-0,3
Нагр	16	КС Уз	6	10,4	6,4			6			5,95	-2,88
Нагр	17	КС Уз	6	10,4	6,4			6			5,95	-2,88
Нагр	18		110					110			113,83	-0,29
Нагр	19		110					110			110,53	-2,85
Нагр	20	Город	6	5,2	3,2			6			5,91	-3,7
Нагр	21	Город	35	5,2	3,2			35			35,12	-2,82
Нагр	22		110					110			110,53	-2,85
Нагр	23	Город	6	5,2	3,2			6			5,91	-3,7
Нагр	24	Город	35	5,2	3,2			35			35,12	-2,82

Таблица 4.6 – Ветви схемы замещения существующей сети 110 кВ при минимальных нагрузках

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/r	P_нач	Q_нач	I max
ЛЭП	1	2	узень -	19,74	27,99	-168,3		-3	0	19
Тр-р	2	3	- Фетисова	14,7	220,4		0,054	-3	-2	16
Тр-р	2	4	- Фетисова	14,7	220,4		0,054	-3	-2	16
ЛЭП	1	5	узень -	1,33	2,81	-18,1		-12	-7	70
ЛЭП	1	5	узень -	1,33	2,81	-18,1		-12	-7	70
ЛЭП	2	5	-	15,94	27,33	-170,2		2	2	14
Тр-р	5	6	- Тенга	14,7	220,4		0,054	-4	-3	26
Тр-р	5	7	- Тенга	14,7	220,4		0,054	-4	-3	26
ЛЭП	5	8	-	2,18	4,62	-29,7		-7	-4	41
ЛЭП	5	8	-	2,18	4,62	-29,7		-7	-4	41
Тр-р	8	9	- Рахат	7,95	139		0,091	-7	-5	41
Тр-р	8	10	- Рахат	7,95	139		0,091	-7	-5	41

Продолжение таблицы 4.6

ЛЭП	1	14	узень -	2,64	4,53	-28,2		-21	-13	125
ЛЭП	1	14	узень -	2,64	4,53	-28,2		-21	-13	125
ЛЭП	14	15	-	1,1	1,56	-9,4		-10	-7	64
ЛЭП	14	15	-	1,1	1,56	-9,4		-10	-7	64
Тр-р	15	16	- КС Узень	2,54	55,9		0,054	-10	-7	64
Тр-р	15	17	- КС Узень	2,54	55,9		0,054	-10	-7	64
ЛЭП	14	18	-	0,92	1,3	-7,8		-10	-7	63
ЛЭП	14	18	-	0,92	1,3	-7,8		-10	-7	63
Тр-р	18	19	-	1,5	55,9		1	-10	-7	62
Тр-р	19	20	- Город	1,5	35,7		0,054	-5	-3	32
Тр-р	19	21	- Город	1,5			0,318	-5	-3	33
Тр-р	18	22	-	1,5	55,9		1	-10	-7	62
Тр-р	22	23	- Город	1,5	35,7		0,054	-5	-3	32
Тр-р	22	24	- Город	1,5			0,318	-5	-3	33

Таблица 4.7 – Результаты расчета минимального режима существующей сети

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	узень	115				68,9	40,3	115	-100	100
2		114,2	-0,3	-3	0	0,02	0,02	16	0	-2,21
5		114,7	-0,1	-12	-7	0,02	0,04	70		-0,24
5		114,7	-0,1	-12	-7	0,02	0,04	70		-0,24
14		114	-0,3	-21	-13	0,12	0,21	124	0	-0,37
14		114	-0,3	-21	-13	0,12	0,21	124	0	-0,37
2		114,25	-0,33					110		
1	узень	115	0,3	3	2	0,02	0,02	19	0	-2,21
3	Фетисова	6	-2,6	-3	-2	0,01	0,18	16		
4	Фетисова	6	-2,6	-3	-2	0,01	0,18	16		
5		114,7	0,2	2	2	0,01	0,01	14	0	-2,23
3	Фетисова	5,97	-2,92	2,7	1,6			6		
2		114,2	2,6	3	2	0,01	0,18	303		
4	Фетисова	5,97	-2,92	2,7	1,6			6		
2		114,2	2,6	3	2	0,01	0,18	303		
5		114,69	-0,11					110		
1	узень	115	0,1	12	7	0,02	0,04	70		-0,24
1	узень	115	0,1	12	7	0,02	0,04	70		-0,24
2		114,2	-0,2	-2	1	0,01	0,01	11	0	-2,23
6	Тенга	5,9	-4,1	-4	-3	0,03	0,46	26		
7	Тенга	5,9	-4,1	-4	-3	0,03	0,46	26		
8		114,4	-0,1	-7	-4	0,01	0,02	40	0	-0,39
8		114,4	-0,1	-7	-4	0,01	0,02	40	0	-0,39
6	Тенга	5,86	-4,19	4,2	2,6			6		
5		114,7	4,1	4	3	0,03	0,46	487		

Продолжение таблицы 4.7

7	Тенга	5,86	-4,19	4,2	2,6			6		
5		114,7	4,1	4	3	0,03	0,46	487		
8		114,37	-0,2					110		
5		114,7	0,1	7	5	0,01	0,02	41	0	-0,39
5		114,7	0,1	7	5	0,01	0,02	41	0	-0,39
9	Рахат	9,9	-4,1	-7	-5	0,04	0,71	41		
10	Рахат	9,9	-4,1	-7	-5	0,04	0,71	41		
9	Рахат	9,86	-4,29	6,6	4,1			10		
8		114,4	4,1	7	4	0,04	0,71	455		
10	Рахат	9,86	-4,29	6,6	4,1			10		
8		114,4	4,1	7	4	0,04	0,71	455		
14		113,99	-0,26					110		
1	узень	115	0,3	21	13	0,12	0,21	125	0	-0,37
1	узень	115	0,3	21	13	0,12	0,21	125	0	-0,37
15		113,8	0	-10	-7	0,01	0,02	64		-0,12
15		113,8	0	-10	-7	0,01	0,02	64		-0,12
18		113,8	0	-10	-7	0,01	0,02	63	0	-0,1
18		113,8	0	-10	-7	0,01	0,02	63	0	-0,1
15		113,8	-0,3					110		
14		114	0	10	7	0,01	0,02	64		-0,12
14		114	0	10	7	0,01	0,02	64		-0,12
16	КС Узень	6	-2,6	-10	-7	0,03	0,69	64		
17	КС Узень	6	-2,6	-10	-7	0,03	0,69	64		
16	КС Узень	5,95	-2,88	10,4	6,4			6		
15		113,8	2,6	10	6	0,03	0,69	1185		
17	КС Узень	5,95	-2,88	10,4	6,4			6		
15		113,8	2,6	10	6	0,03	0,69	1185		
18		113,83	-0,29					110		
14		114	0	10	7	0,01	0,02	63	0	-0,1
14		114	0	10	7	0,01	0,02	63	0	-0,1
19		110,5	-2,6	-10	-7	0,02	0,64	62		
22		110,5	-2,6	-10	-7	0,02	0,64	62		
19		110,53	-2,85					110		
18		113,8	2,6	10	6	0,02	0,64	62		
20	Городская	5,9	-0,8	-5	-3	0	0,11	32		
21	Городская	35,1	0	-5	-3	0		33		
20	Городская	5,91	-3,7	5,2	3,2			6		
19		110,5	0,8	5	3	0	0,11	593		
21	Городская	35,12	-2,82	5,2	3,2			35		
19		110,5	0	5	3	0		102		
22		110,53	-2,85					110		
18		113,8	2,6	10	6	0,02	0,64	62		

Продолжение таблицы 4.7

23	Городская	5,9	-0,8	-5	-3	0	0,11	32		
24	Городская	35,1	0	-5	-3	0		33		
23	Городская	5,91	-3,7	5,2	3,2			6		
22		110,5	0,8	5	3	0	0,11	593		
24	Городская	35,12	-2,82	5,2	3,2			35		
22		110,5	0	5	3	0		102		

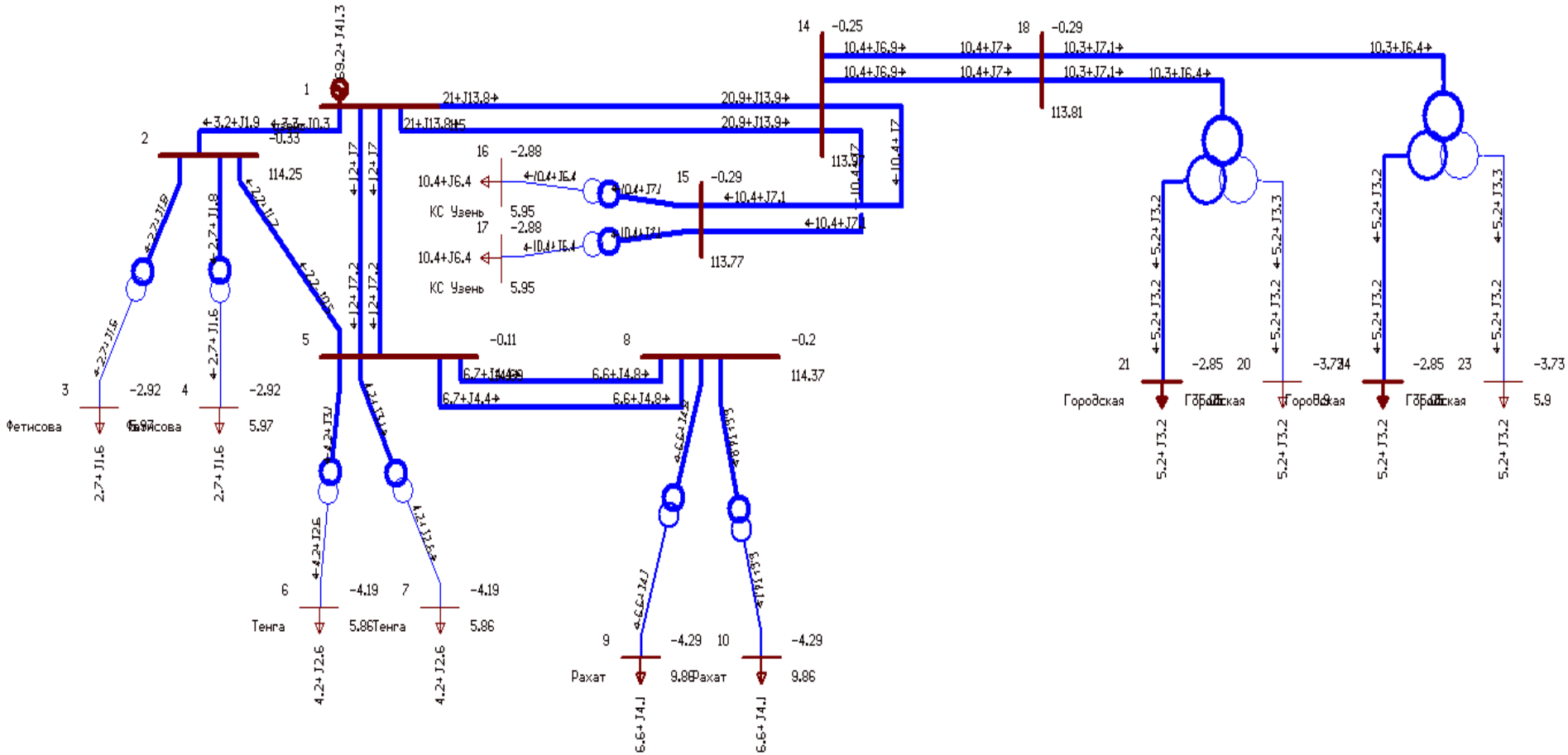


Рисунок 4.3 – Потокораспределения минимального режима работы существующей сети

Расчет при минимальных нагрузках, когда сеть работает в летнее время, отклонения напряжении не превышает 5 процентов.

Третий режим (послеаварийный) работы существующей сети

Таблица 4.8 – Узлы существующей сети в после аварином режиме

Тип	Н	Назв	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	Delta
База	1	узень	121			99	64,1	121	-100	100	121	
Нагр	2		110					110			119,62	-0,44
Нагр	3	Фетис	6	3,8	2,3			6			6,18	-3,81
Нагр	4	Фетис	6	3,8	2,3			6			6,18	-3,81
Нагр	5		110					110			120,1	-0,25
Нагр	6	Тенга	6	6	3,7			6			6,02	-5,69
Нагр	7	Тенга	6	6	3,7			6			6,02	-5,69
Нагр	8		110					110			119,65	-0,37
Нагр	9	Рахат	10	9,5	5,9			10			10,1	-5,87
Нагр	10	Рахат	10	9,5	5,9			10			10,1	-5,87
Нагр	14		110					110			119,58	-0,32
Нагр	15		110					110			119,31	-0,37
Нагр	16	КС Уз	6	14,9	9,2			6			6,17	-3,77
Нагр	17	КС Уз	6	14,9	9,2			6			6,17	-3,77
Нагр	18		110					110			119,36	-0,36
Нагр	19		110					110			114,64	-3,72
Нагр	20	Город	6	7,4	4,6			6			6,11	-4,84
Нагр	21	Город	35	7,4	4,6			35			36,43	
Нагр	22		110					110			114,64	-3,72
Нагр	23	Город	6	7,4	4,6			6			6,11	-4,84
Нагр	24	Город	35	7,4	4,6			35			36,43	-3,69

Таблица 4.9 – Ветви схемы замещения существующей сети 110 кВ после аварийном режиме

Тип	N_н	N_к	Название	R	X	B	Кт/r	P_н	Q_н	I max
ЛЭП	1	2	узень -	19,74	27,99	-168,3		-5	-1	31
Тр-р	2	3	- Фетисова	14,7	220,4		0,054	-4	-3	22
Тр-р	2	4	- Фетисова	14,7	220,4		0,054	-4	-3	22
ЛЭП	1	5	узень -	1,33	2,81	-18,1				
ЛЭП	1	5	узень -	1,33	2,81	-18,1		-34	-23	194
ЛЭП	2	5	-	15,94	27,33	170,2		2	2	14
Тр-р	5	6	- Тенга	14,7	220,4		0,054	-6	-5	37
Тр-р	5	7	- Тенга	14,7	220,4		0,054	-6	-5	37
ЛЭП	5	8	-	2,18	4,62	-29,7		-10	-7	58
ЛЭП	5	8	-	2,18	4,62	-29,7		-10	-7	58
Тр-р	8	9	- Рахат	7,95	139		0,091	-10	-7	58
Тр-р	8	10	- Рахат	7,95	139		0,091	-10	-7	58
ЛЭП	1	14	узень -	2,64	4,53	-28,2		-30	-20	174

Продолжение таблицы 4.9

ЛЭП	1	14	узень -	2,64	4,53	-28,2		-30	-20	174
ЛЭП	14	15	-	1,1	1,56	-9,4		-15	-10	89
ЛЭП	14	15	-	1,1	1,56	-9,4		-15	-10	89
Тр-р	15	16	- КС Узень	2,54	55,9		0,054	-15	-11	88
Тр-р	15	17	- КС Узень	2,54	55,9		0,054	-15	-11	88
ЛЭП	14	18	-	0,92	1,3	-7,8		-15	-10	87
ЛЭП	14	18	-	0,92	1,3	-7,8		-15	-10	87
Тр-р	18	19	-	1,5	55,9		1	-15	-10	86
Тр-р	19	20	- Город	1,5	35,7		0,054	-7	-5	44
Тр-р	19	21	- Город	1,5			0,318	-7	-5	45
Тр-р	18	22	-	1,5	55,9		1	-15	-10	86
Тр-р	22	23	- Город	1,5	35,7		0,054	-7	-5	44
Тр-р	22	24	- Город	1,5			0,318	-7	-5	45

Таблица 4.10 – Результаты расчета послеаварийного режима существующей сети

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	узень	121				99	64,1	121	-100	100
2		119,6	-0,4	-5	-1	0,05	0,07	26		-2,44
5										
5		120,1	-0,3	-34	-23	0,15	0,32	194		-0,26
14		119,6	-0,3	-30	-20	0,24	0,41	172		-0,41
14		119,6	-0,3	-30	-20	0,24	0,41	172		-0,41
2		119,62	-0,44					110		
1	узень	121	0,4	5	3	0,05	0,07	31		-2,44
3	Фетисова	6,2	-3,4	-4	-3	0,02	0,33	22		
4	Фетисова	6,2	-3,4	-4	-3	0,02	0,33	22		
5		120,1	0,2	2	2	0,01	0,01	14		-2,45
3	Фетисова	6,18	-3,81	3,8	2,3			6		
2		119,6	3,4	4	2	0,02	0,33	415		
4	Фетисова	6,18	-3,81	3,8	2,3			6		
2		119,6	3,4	4	2	0,02	0,33	415		
5		120,1	-0,25					110		
1	узень									
1	узень	121	0,3	34	23	0,15	0,32	194		-0,26
2		119,6	-0,2	-2	0	0,01	0,01	11		-2,45
6	Тенга	6	-5,4	-6	-5	0,06	0,88	37		
7	Тенга	6	-5,4	-6	-5	0,06	0,88	37		
8		119,7	-0,1	-10	-7	0,02	0,05	57	0	-0,43
8		119,7	-0,1	-10	-7	0,02	0,05	57	0	-0,43
6	Тенга	6,02	-5,69	6	3,7			6		
5		120,1	5,4	6	4	0,06	0,88	676		

Продолжение таблицы 4.10

7	Тенга	6,02	-5,69	6	3,7			6		
5		120,1	5,4	6	4	0,06	0,88	676		
8		119,65	-0,37					110		
5		120,1	0,1	10	7	0,02	0,05	58	0	-0,43
5		120,1	0,1	10	7	0,02	0,05	58	0	-0,43
9	Рахат	10,1	-5,5	-10	-7	0,08	1,41	58		
10	Рахат	10,1	-5,5	-10	-7	0,08	1,41	58		
9	Рахат	10,1	-5,87	9,5	5,9			10		
8		119,7	5,5	10	6	0,08	1,41	639		
10	Рахат	10,1	-5,87	9,5	5,9			10		
8		119,7	5,5	10	6	0,08	1,41	639		
14		119,58	-0,32					110		
1	узень	121	0,3	30	20	0,24	0,41	174		
1	узень	121	0,3	30	20	0,24	0,41	174		-0,41
15		119,3	0	-15	-10	0,03	0,04	88	0	-0,13
15		119,3	0	-15	-10	0,03	0,04	88	0	-0,13
18		119,4	0	-15	-10	0,02	0,03	87	0	-0,11
18		119,4	0	-15	-10	0,02	0,03	87	0	-0,11
15		119,31	-0,37					110		
14		119,6	0	15	11	0,03	0,04	89	0	-0,13
14		119,6	0	15	11	0,03	0,04	89	0	-0,13
16	КС Узень	6,2	-3,4	-15	-11	0,06	1,31	88		
17	КС Узень	6,2	-3,4	-15	-11	0,06	1,31	88		
16	КС Узень	6,17	-3,77	14,9	9,2			6		
15		119,3	3,4	15	9	0,06	1,31	1638		
17	КС Узень	6,17	-3,77	14,9	9,2			6		
15		119,3	3,4	15	9	0,06	1,31	1638		
18		119,36	-0,36					110		
14		119,6	0	15	10	0,02	0,03	87	0	-0,11
14		119,6	0	15	10	0,02	0,03	87	0	-0,11
19		114,6	-3,4	-15	-10	0,03	1,24	86		
22		114,6	-3,4	-15	-10	0,03	1,24	86		
19		114,64	-3,72					110		
18		119,4	3,4	15	9	0,03	1,24	86		
20	Город	6,1	-1,1	-7	-5	0,01	0,21	44		
21	Город	36,4	0	-7	-5	0,01		45		
20	Город	6,11	-4,84	7,4	4,6			6		
19		114,6	1,1	7	5	0,01	0,21	816		
21	Город	36,43	-3,69	7,4	4,6			35		
19		114,6	0	7	5	0,01		140		
22		114,64	-3,72					110		
18		119,4	3,4	15	9	0,03	1,24	86		

Продолжение таблицы 4.10

23	Город	6,1	-1,1	-7	-5	0,01	0,21	44		
24	Город	36,4	0	-7	-5	0,01		45		
23	Город	6,11	-4,84	7,4	4,6			6		
22		114,6	1,1	7	5	0,01	0,21	816		
24	Город	36,43	-3,69	7,4	4,6			35		
22		114,6	0	7	5	0,01		140		

Таблица 4.11 – Результаты отклонения напряжений в послеаварийном режиме

S	Номер	Название	U_ном	V	dV
	2		110	119,62	8,75
	5		110	120,1	9,18
	8		110	119,65	8,78
	14		110	119,58	8,71
	15		110	119,31	8,46
	18		110	119,36	8,51

В послеаварийном режиме, напряжения в системе отклонилось от нормального на 8 процентов, что является нормой, так как допустимое отклонения напряжений в послеаварийном режиме 10 процентов.

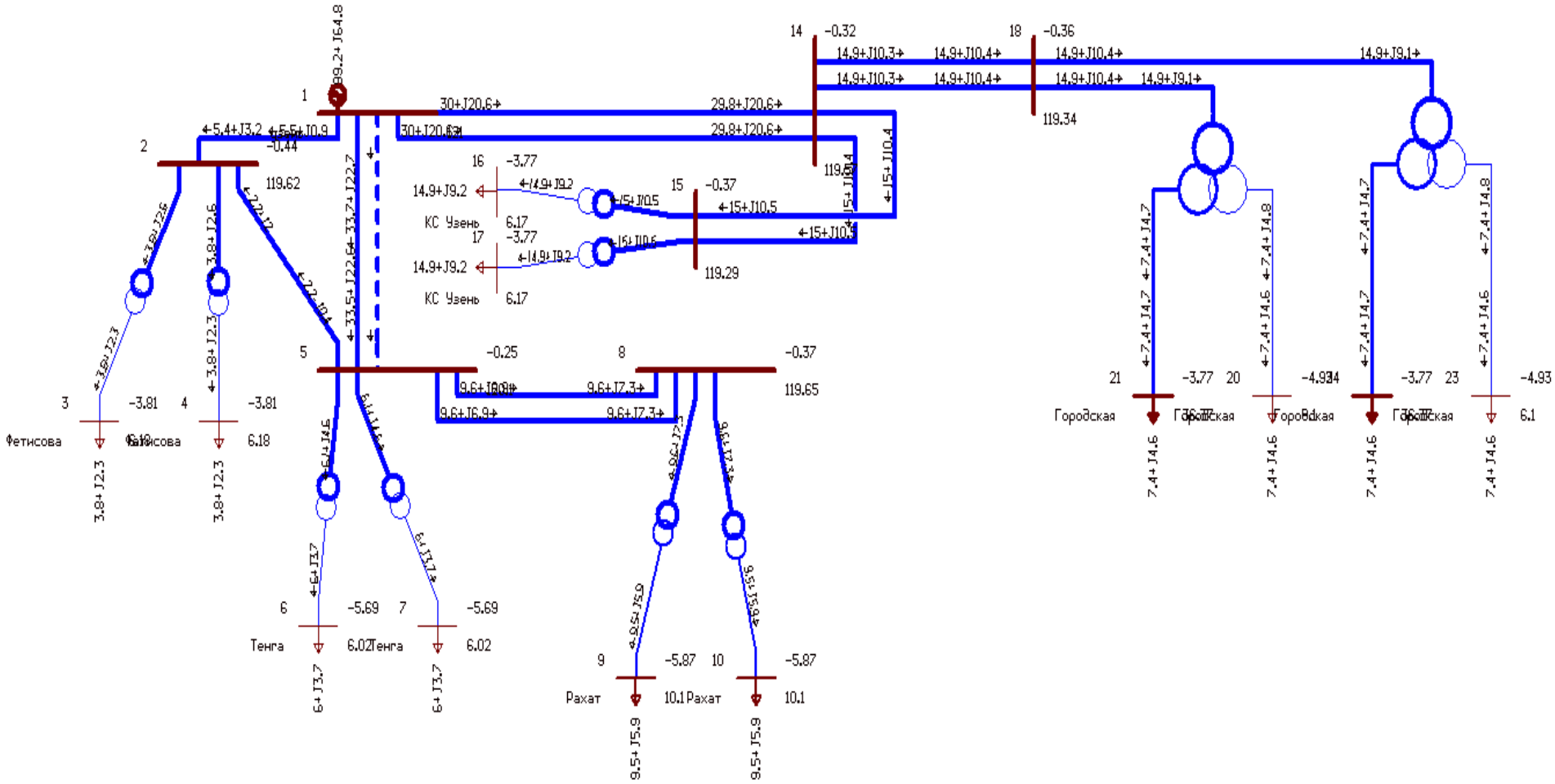


Рисунок 4.4 – Потокораспределения послеаварийного режима работы существующей сети

4.2 Расчет режима электрической сети на программе «RastrWin» с внедрением подстанций «Акку» 110/10 кВ при максимуме нагрузок

Таблица 4.12 – Узлы сети с подстанции «Акку» 110 / 10 кВ в нормальном режиме

Тип	Н.	Назв	U_н	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	Delta
База	1	узень	115			110,8	74,7	115	-100	100	115	
Нагр	2		110					110			113,68	-0,43
Нагр	3	Фети	6	3,8	2,3			6			5,84	-4,18
Нагр	4	Фети	6	3,8	2,3			6			5,84	-4,18
Нагр	5		110					110			114,36	-0,19
Нагр	6	Тенга	6	6	3,7			6			5,68	-6,24
Нагр	7	Тенга	6	6	3,7			6			5,68	-6,24
Нагр	8		110					110			112,9	-0,61
Нагр	9	Рахат	10	9,5	5,9			10			9,43	-6,87
Нагр	10	Рахат	10	9,5	5,9			10			9,43	-6,87
Нагр	11		110					110			112,66	-0,67
Нагр	12	Акку	10	6	3			10			9,84	-4,48
Нагр	13	Акку	10	6	3			10			9,84	-4,48
Нагр	14		110					110			113,45	-0,35
Нагр	15		110					110			113,16	-0,4
Нагр	16	КС У	6	14,9	9,2			6			5,82	-4,21
Нагр	17	КС У	6	14,9	9,2			6			5,82	-4,21
Нагр	18		110					110			113,21	-0,39
Нагр	19		110					110			107,86	-4,21
Нагр	20	Город	6	7,4	4,6			6			5,73	-5,5
Нагр	21	Город	35	7,4	4,6			35			34,27	-4,18
Нагр	22		110					110			107,86	-4,21
Нагр	23	Город	6	7,4	4,6			6			5,73	-5,5
Нагр	24	Город	35	7,4	4,6			35			34,27	-4,18

Таблица 4.13 – Ветви схемы замещения с подстанции «Акку» 110 / 10 кВ в нормальном режиме

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/r	P_нач	Q_нач	I max
ЛЭП	1	2	узень -	19,74	27,99	-168,3		-5	-1	29
Тр-р	2	3	- Фетисова	14,7	220,4		0,054	-4	-3	24
Тр-р	2	4	- Фетисова	14,7	220,4		0,054	-4	-3	24
ЛЭП	1	5	узень -	1,33	2,81	-18,1		-23	-15	139
ЛЭП	1	5	узень -	1,33	2,81	-18,1		-23	-15	139
ЛЭП	2	5	-	15,94	27,33	-170,2		3	2	18
Тр-р	5	6	- Тенга	14,7	220,4		0,054	-6	-5	39
Тр-р	5	7	- Тенга	14,7	220,4		0,054	-6	-5	39
ЛЭП	5	8	-	2,18	4,62	-29,7		-31	-22	191
ЛЭП	5	8	-	2,18	4,62	-29,7		-31	-22	191

Продолжение таблицы 4.13

Тр-р	8	9	- Рахат	7,95	139		0,091	-10	-8	62
Тр-р	8	10	- Рахат	7,95	139		0,091	-10	-8	62
ЛЭП	8	11	-	2,45	3,47	-20,8		-6	-3	36
ЛЭП	8	11	-	2,45	3,47	-20,8		-6	-3	36
Тр-р	11	12	- Акку	7,95	139		0,091	-6	-4	36
Тр-р	11	13	- Акку	7,95	139		0,091	-6	-4	36
ЛЭП	1	14	узень -	2,64	4,53	-28,2		-30	-22	187
ЛЭП	1	14	узень -	2,64	4,53	-28,2		-30	-22	187
ЛЭП	14	15	-	1,1	1,56	-9,4		-15	-11	94
ЛЭП	14	15	-	1,1	1,56	-9,4		-15	-11	94
Тр-р	15	16	- КС Узень	2,54	55,9		0,054	-15	-11	94
Тр-р	15	17	- КС Узень	2,54	55,9		0,054	-15	-11	94
ЛЭП	14	18	-	0,92	1,3	-7,8		-15	-11	94
ЛЭП	14	18	-	0,92	1,3	-7,8		-15	-11	94
Тр-р	18	19	-	1,5	55,9		1	-15	-11	94
Тр-р	19	20	- Город	1,5	35,7		0,054	-7	-5	47
Тр-р	19	21	- Город	1,5			0,318	-7	-5	47
Тр-р	18	22	-	1,5	55,9		1	-15	-11	94
Тр-р	22	23	- Город	1,5	35,7		0,054	-7	-5	47
Тр-р	22	24	- Город	1,5			0,318	-7	-5	47

Таблица 4.14 – Результаты расчета с подстанции «Акку» 110 /10 кВ в нормальном режиме

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	узень	115				110,8	74,7	115	-100	100
2		113,7	-0,4	-5	-1	0,04	0,06	25		-2,2
5		114,4	-0,2	-23	-15	0,08	0,16	138	0	-0,24
5		114,4	-0,2	-23	-15	0,08	0,16	138	0	-0,24
14		113,5	-0,3	-30	-22	0,28	0,47	186	0	-0,37
14		113,5	-0,3	-30	-22	0,28	0,47	186	0	-0,37
2		113,68	-0,43					110		
1	узень	115	0,4	5	3	0,04	0,06	29		-2,2
3	Фетисова	5,8	-3,7	-4	-3	0,02	0,37	24		
4	Фетисова	5,8	-3,7	-4	-3	0,02	0,37	24		
5		114,4	0,2	3	2	0,01	0,02	18		-2,21
3	Фетисова	5,84	-4,18	3,8	2,3			6		
2		113,7	3,7	4	2	0,02	0,37	439		
4	Фетисова	5,84	-4,18	3,8	2,3			6		
2		113,7	3,7	4	2	0,02	0,37	439		
5		114,36	-0,19					110		
1	узень	115	0,2	23	15	0,08	0,16	139	0	-0,24

Продолжение таблицы 4.14

1	узень	115	0,2	23	15	0,08	0,16	139	0	-0,24
2		113,7	-0,2	-3	0	0,01	0,02	14		-2,21
6	Тенга	5,7	-6,1	-6	-5	0,07	0,99	39		
7	Тенга	5,7	-6,1	-6	-5	0,07	0,99	39		
8		112,9	-0,4	-31	-22	0,24	0,5	190		-0,38
8		112,9	-0,4	-31	-22	0,24	0,5	190		-0,38
6	Тенга	5,68	-6,24	6	3,7			6		
5		114,4	6,1	6	4	0,07	0,99	717		
7	Тенга	5,68	-6,24	6	3,7			6		
5		114,4	6,1	6	4	0,07	0,99	717		
8		112,9	-0,61					110		
5		114,4	0,4	31	21	0,24	0,5	191		-0,38
5		114,4	0,4	31	21	0,24	0,5	191		-0,38
9	Рахат	9,4	-6,3	-10	-8	0,09	1,62	62		
10	Рахат	9,4	-6,3	-10	-8	0,09	1,62	62		
11		112,7	-0,1	-6	-3	0,01	0,01	36		-0,26
11		112,7	-0,1	-6	-3	0,01	0,01	36		-0,26
9	Рахат	9,43	-6,87	9,5	5,9			10		
8		112,9	6,3	10	6	0,09	1,62	685		
10	Рахат	9,43	-6,87	9,5	5,9			10		
8		112,9	6,3	10	6	0,09	1,62	685		
11		112,66	-0,67					110		
8		112,9	0,1	6	4	0,01	0,01	36		-0,26
8		112,9	0,1	6	4	0,01	0,01	36		-0,26
12	Акку	9,8	-3,8	-6	-4	0,03	0,54	36		
13	Акку	9,8	-3,8	-6	-4	0,03	0,54	36		
12	Акку	9,84	-4,48	6	3			10		
11		112,7	3,8	6	3	0,03	0,54	394		
13	Акку	9,84	-4,48	6	3			10		
11		112,7	3,8	6	3	0,03	0,54	394		
14		113,45	-0,35					110		
1	узень	115	0,3	30	21	0,28	0,47	187	0	-0,37
1	узень	115	0,3	30	21	0,28	0,47	187	0	-0,37
15		113,2	-0,1	-15	-11	0,03	0,04	93	0	-0,12
15		113,2	-0,1	-15	-11	0,03	0,04	93	0	-0,12
18		113,2	0	-15	-11	0,02	0,03	94		-0,1
18		113,2	0	-15	-11	0,02	0,03	94		-0,1
15		113,16	-0,4					110		
14		113,5	0,1	15	11	0,03	0,04	94	0	-0,12
14		113,5	0,1	15	11	0,03	0,04	94	0	-0,12
16	КС Узень	5,8	-3,8	-15	-11	0,07	1,48	94		
17	КС Узень	5,8	-3,8	-15	-11	0,07	1,48	94		

Продолжение таблицы 4.14

16	КС Узень	5,82	-4,21	14,9	9,2			6		
15		113,2	3,8	15	9	0,07	1,48	1737		
17	КС Узень	5,82	-4,21	14,9	9,2			6		
15		113,2	3,8	15	9	0,07	1,48	1737		
18		113,21	-0,39					110		
14		113,5	0	15	11	0,02	0,03	94		-0,1
14		113,5	0	15	11	0,02	0,03	94		-0,1
19		107,9	-3,8	-15	-11	0,04	1,48	94		
22		107,9	-3,8	-15	-11	0,04	1,48	94		
19		107,86	-4,21					110		
18		113,2	3,8	15	9	0,04	1,48	94		
20	Городская	5,7	-1,3	-7	-5	0,01	0,24	47		
21	Городская	34,3	0	-7	-5	0,01		47		
20	Городская	5,73	-5,5	7,4	4,6			6		
19		107,9	1,3	7	5	0,01	0,24	877		
21	Городская	34,27	-4,18	7,4	4,6			35		
19		107,9	0	7	5	0,01		147		
22		107,86	-4,21					110		
18		113,2	3,8	15	9	0,04	1,48	94		
23	Городская	5,7	-1,3	-7	-5	0,01	0,24	47		
24	Городская	34,3	0	-7	-5	0,01		47		
23	Городская	5,73	-5,5	7,4	4,6			6		
22		107,9	1,3	7	5	0,01	0,24	877		
24	Городская	34,27	-4,18	7,4	4,6			35		
22		107,9	0	7	5	0,01		147		

Таблица 4.15 – Результаты расчета отклонения напряжений с вводам новой подстанции «Акку» 110 / 10 кВ

S	Номер	Название	U_ном	V	dV
	6	Тенга	6	5,68	-5,39
	7	Тенга	6	5,68	-5,39
	9	Рахат	10	9,43	-5,74
	10	Рахат	10	9,43	-5,74

Отклонения напряжения в пределах 5 процентов, и является нормой.

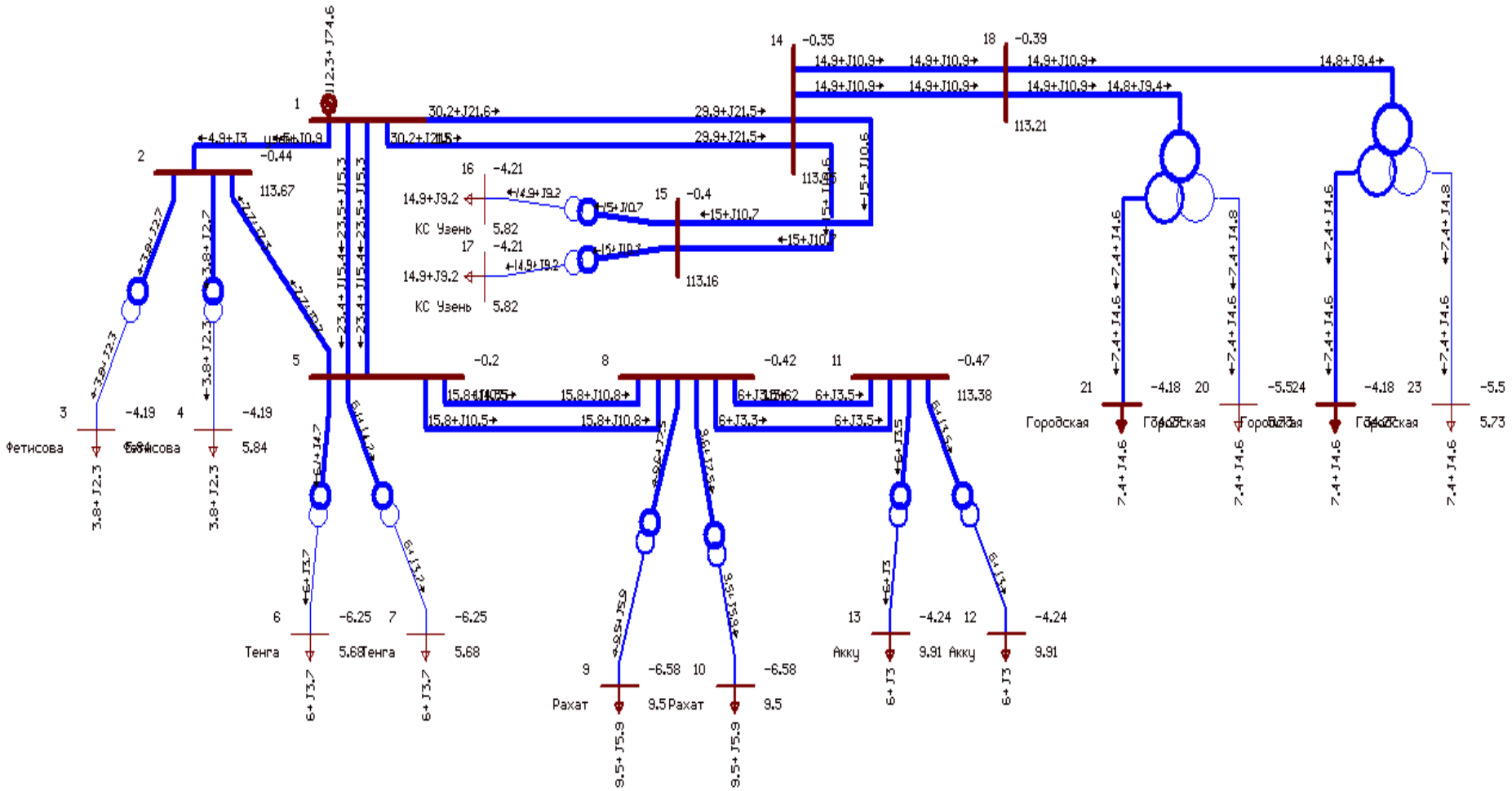


Рисунок 4.5 – Потокораспределения максимального режима работы сети с учетом проектируемой подстанции «Акку» 110/10 кВ

Данные показывают, что при внедрении подстанции «Акку» 110/10 кВ в максимум нагрузках, система является стабильной и отклонение напряжения меньше 5 процентов и не требуется установка шунтирующих реакторов для стабилизаций данной сети напряжений.

Расчет режима электрической сети на программе «RastrWin» с внедрением подстанций «Акку» 110/10 кВ при минимуме нагрузок

Таблица 4.16 – Узлы с вводам новой подстанции «Акку» 110 / 10 кВ в минимальном режиме

Тип	Н.	Назв	U_н	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	Delta
База	1	узень	115			77,7	45,2	115	-100	100	115	
Нагр	2		110					110			114,19	-0,35
Нагр	3	Фетис	6	2,7	1,6			6			5,97	-2,94
Нагр	4	Фетис	6	2,7	1,6			6			5,97	-2,94
Нагр	5		110					110			114,59	-0,14
Нагр	6	Тенга	6	4,2	2,6			6			5,86	-4,24
Нагр	7	Тенга	6	4,2	2,6			6			5,86	-4,24
Нагр	8		110					110			114,11	-0,3
Нагр	9	Рахат	10	6,6	4,1			10			9,83	-4,41
Нагр	10	Рахат	10	6,6	4,1			10			9,83	-4,41
Нагр	11		110					110			113,95	-0,34
Нагр	12	Акку	10	4,2	2,1			10			10,09	-2,91
Нагр	13	Акку	10	4,2	2,1			10			10,09	-2,91
Нагр	14		110					110			113,98	-0,26
Нагр	15		110					110			113,78	-0,3
Нагр	16	КС У	6	10,4	6,2			6			5,96	-2,88
Нагр	17	КС У	6	10,4	6,2			6			5,96	-2,88
Нагр	18		110					110			113,81	-0,29
Нагр	19		110					110			110,31	-2,87
Нагр	20	Город	6	5,2	3,2			6			5,9	-3,73
Нагр	21	Город	35	5,2	3,2			35			35,06	-2,85
Нагр	22		110					110			110,31	-2,87
Нагр	23	Город	6	5,2	3,2			6			5,9	-3,73
Нагр	24	Город	35	5,2	3,2			35			35,06	-2,85

Таблица 4.17 – Ветви схемы замещения с вводам новой подстанции «Акку» 110 / 10 кВ в минимальном режиме

Тип	N_н	N_к	Название	R	X	B	Кт/r	P_нач	Q_нач	I max
ЛЭП	1	2	узень -	19,74	27,99	-168,3		-3	0	20
Тр-р	2	3	- Фетисова	14,7	220,4		0,054	-3	-2	16
Тр-р	2	4	- Фетисова	14,7	220,4		0,054	-3	-2	16
ЛЭП	1	5	узень -	1,33	2,81	-18,1		-16	-9	94
ЛЭП	1	5	узень -	1,33	2,81	-18,1		-16	-9	94

Продолжение таблицы 4.17

ЛЭП	2	5	-	15,94	27,33	-170,2		2	2	13
Тр-р	5	6	- Тенга	14,7	220,4		0,054	-4	-3	26
Тр-р	5	7	- Тенга	14,7	220,4		0,054	-4	-3	26
ЛЭП	5	8	-	2,18	4,62	-29,7		-11	-7	65
ЛЭП	5	8	-	2,18	4,62	-29,7		-11	-7	65
Тр-р	8	9	- Рахат	7,95	139		0,091	-7	-5	42
Тр-р	8	10	- Рахат	7,95	139		0,091	-7	-5	42
ЛЭП	8	11	-	2,45	3,47	-20,8		-4	-2	24
ЛЭП	8	11	-	2,45	3,47	-20,8		-4	-2	24
Тр-р	11	12	- Акку	7,95	139		0,091	-4	-2	24
Тр-р	11	13	- Акку	7,95	139		0,091	-4	-2	24
ЛЭП	1	14	узень -	2,64	4,53	-28,2		-21	-14	126
ЛЭП	1	14	узень -	2,64	4,53	-28,2		-21	-14	126
ЛЭП	14	15	-	1,1	1,56	-9,4		-10	-7	63
ЛЭП	14	15	-	1,1	1,56	-9,4		-10	-7	63
Тр-р	15	16	- КС Узень	2,54	55,9		0,054	-10	-7	63
Тр-р	15	17	- КС Узень	2,54	55,9		0,054	-10	-7	63
ЛЭП	14	18	-	0,92	1,3	-7,8		-10	-7	64
ЛЭП	14	18	-	0,92	1,3	-7,8		-10	-7	64
Тр-р	18	19	-	1,5	55,9		1	-10	-7	63
Тр-р	19	20	- Город	1,5	35,7		0,054	-5	-3	32
Тр-р	19	21	- Город	1,5			0,318	-5	-3	32
Тр-р	18	22	-	1,5	55,9		1	-10	-7	63
Тр-р	22	23	- Город	1,5	35,7		0,054	-5	-3	32
Тр-р	22	24	- Город	1,5			0,318	-5	-3	

Таблица 4.18– Результаты расчета с вводам новой подстанции «Акку» 110 / 10 кВ в минимальном режиме

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	узень	115				77,7	45,2	115	-100	100
2		114,2	-0,3	-3	0	0,02	0,03	17	0	-2,21
5		114,6	-0,1	-16	-9	0,03	0,07	93		-0,24
5		114,6	-0,1	-16	-9	0,03	0,07	93		-0,24
14		114	-0,3	-21	-14	0,13	0,22	125	0	-0,37
14		114	-0,3	-21	-14	0,13	0,22	125	0	-0,37
2		114,19	-0,35					110		
1	узень	115	0,3	3	2	0,02	0,03	20	0	-2,21
3	Фетисова	6	-2,6	-3	-2	0,01	0,18	16		
4	Фетисова	6	-2,6	-3	-2	0,01	0,18	16		
5		114,6	0,2	2	2	0,01	0,01	13	0	-2,23
3	Фетисова	5,97	-2,94	2,7	1,6			6		

Продолжение таблицы 4.18

2		114,2	2,6	3	2	0,01	0,18	304		
4	Фетисова	5,97	-2,94	2,7	1,6			6		
2		114,2	2,6	3	2	0,01	0,18	304		
5		114,59	-0,14					110		
1	узень	115	0,1	16	9	0,03	0,07	94		-0,24
1	узень	115	0,1	16	9	0,03	0,07	94		-0,24
2		114,2	-0,2	-2	1	0,01	0,01	10	0	-2,23
6	Тенга	5,9	-4,1	-4	-3	0,03	0,46	26		
7	Тенга	5,9	-4,1	-4	-3	0,03	0,46	26		
8		114,1	-0,2	-11	-7	0,03	0,06	64		-0,39
8		114,1	-0,2	-11	-7	0,03	0,06	64		-0,39
6	Тенга	5,86	-4,24	4,2	2,6			6		
5		114,6	4,1	4	3	0,03	0,46	487		
7	Тенга	5,86	-4,24	4,2	2,6			6		
5		114,6	4,1	4	3	0,03	0,46	487		
8		114,11	-0,3					110		
5		114,6	0,2	11	7	0,03	0,06	65		-0,39
5		114,6	0,2	11	7	0,03	0,06	65		-0,39
9	Рахат	9,8	-4,1	-7	-5	0,04	0,72	42		
10	Рахат	9,8	-4,1	-7	-5	0,04	0,72	42		
11		113,9	0	-4	-2	0	0,01	24	0	-0,27
11		113,9	0	-4	-2	0	0,01	24	0	-0,27
9	Рахат	9,83	-4,41	6,6	4,1			10		
8		114,1	4,1	7	4	0,04	0,72	456		
10	Рахат	9,83	-4,41	6,6	4,1			10		
8		114,1	4,1	7	4	0,04	0,72	456		
11		113,95	-0,34					110		
8		114,1	0	4	2	0	0,01	24	0	-0,27
8		114,1	0	4	2	0	0,01	24	0	-0,27
12	Акку	10,1	-2,6	-4	-2	0,01	0,25	24		
13	Акку	10,1	-2,6	-4	-2	0,01	0,25	24		
12	Акку	10,09	-2,91	4,2	2,1			10		
11		113,9	2,6	4	2	0,01	0,25	269		
13	Акку	10,09	-2,91	4,2	2,1			10		
11		113,9	2,6	4	2	0,01	0,25	269		
14		113,98	-0,26					110		
1	узень	115	0,3	21	14	0,13	0,22	126	0	-0,37
1	узень	115	0,3	21	14	0,13	0,22	126	0	-0,37
15		113,8	0	-10	-7	0,01	0,02	63		-0,12
15		113,8	0	-10	-7	0,01	0,02	63		-0,12
18		113,8	0	-10	-7	0,01	0,02	63		-0,1
18		113,8	0	-10	-7	0,01	0,02	63		-0,1

Продолжение таблицы 4.18

15		113,78	-0,3					110		
14		114	0	10	7	0,01	0,02	63		-0,12
14		114	0	10	7	0,01	0,02	63		-0,12
16	КС Уз	6	-2,6	-10	-7	0,03	0,67	63		
17	КС Уз	6	-2,6	-10	-7	0,03	0,67	63		
16	КС Уз	5,96	-2,88	10,4	6,2			6		
15		113,8	2,6	10	6	0,03	0,67	1174		
17	КС Уз	5,96	-2,88	10,4	6,2			6		
15		113,8	2,6	10	6	0,03	0,67	1174		
18		113,81	-0,29					110		
14		114	0	10	7	0,01	0,02	64		-0,1
14		114	0	10	7	0,01	0,02	64		-0,1
19		110,3	-2,6	-10	-7	0,02	0,68	63		
22		110,3	-2,6	-10	-7	0,02	0,68	63		
19		110,31	-2,87					110		
18		113,8	2,6	10	6	0,02	0,68	63		
20	Город	5,9	-0,9	-5	-3	0	0,11	32		
21	Город	35,1	0	-5	-3	0		32		
20	Город	5,9	-3,73	5,2	3,2			6		
19		110,3	0,9	5	3	0	0,11	598		
21	Город	35,06	-2,85	5,2	3,2			35		
19		110,3	0	5	3	0		101		
22		110,31	-2,87					110		
18		113,8	2,6	10	6	0,02	0,68	63		
23	Город	5,9	-0,9	-5	-3	0	0,11	32		
24	Город	35,1	0	-5	-3	0		32		
23	Город	5,9	-3,73	5,2	3,2			6		
22		110,3	0,9	5	3	0	0,11	598		
24	Город	35,06	-2,85	5,2	3,2			35		
22		110,3	0	5	3	0		101		

Напряжения в минимальном режиме с вводом новой подстанции «Акку» 110 / 10 кВ стабильны.

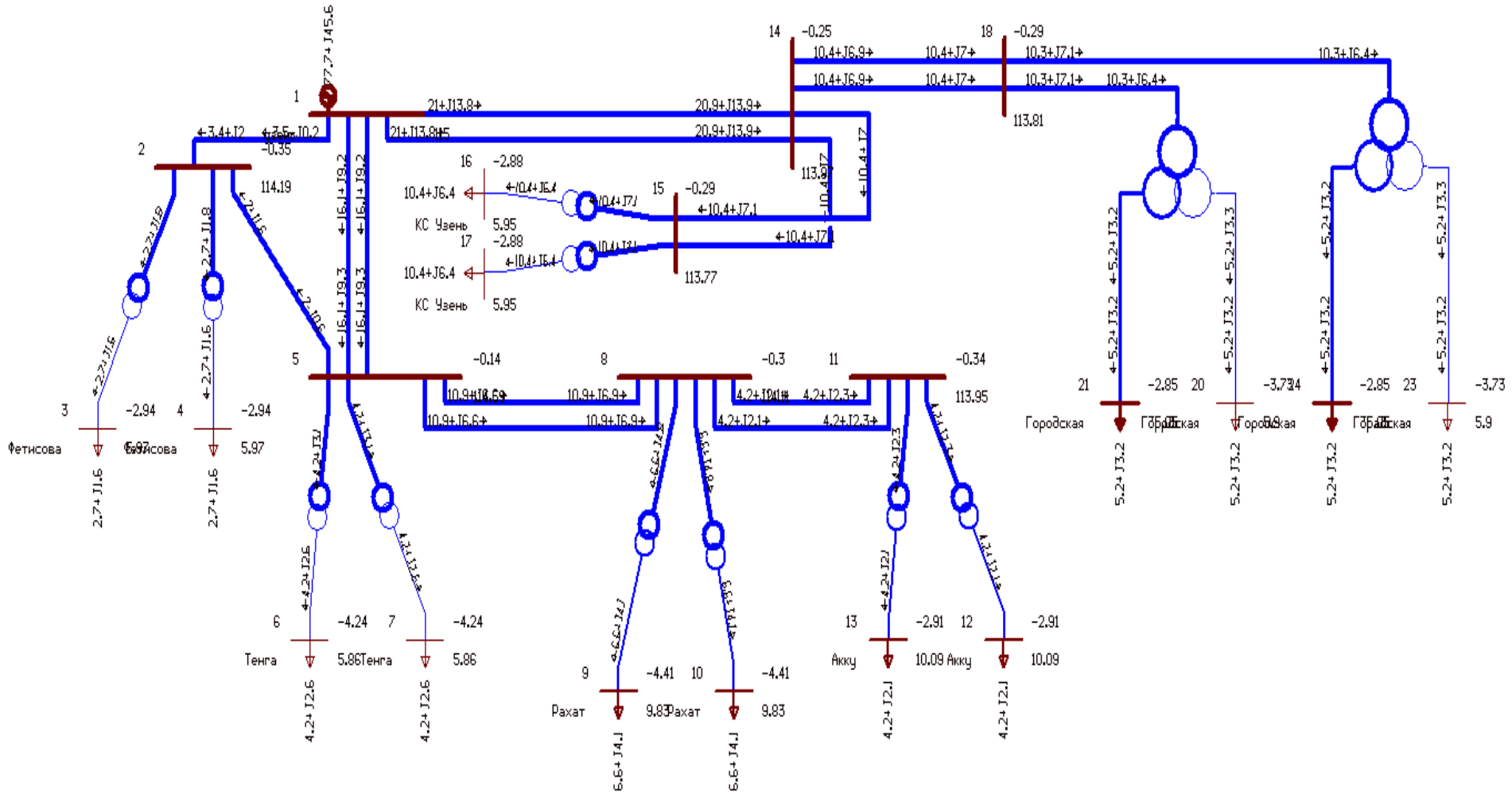


Рисунок 4.6 – Потокораспределения минимального режима работы сети с учетом проектируемой подстанции «Акку» 110/10 кВ

Под минимальными нагрузками подразумевается, что сеть работает в летнее время. В это время энерго компании ремонтируют свое оборудование, так как нагрузка в сети меньше чем в зимнее время суток и можно выводить электрооборудование без ущерба потребителей.

Расчет послеаварийного режима работы сети 110кВ.

Обрыв линий возможен на более длинных участках лини.

Таблица 4.19 – Узлы с вводам новой подстанции «Акку» 110 / 10 кВ в послеаварийном режиме

Тип	Н.	Назв	U_н	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	Delta
База	1	узень	121			111,2	70,7	121	-100	100	121	
Нагр	2		110					110			119,47	-0,49
Нагр	3	Фетис	6	3,8	2,3			6			6,17	-3,86
Нагр	4	Фетис	6	3,8	2,3			6			6,17	-3,86
Нагр	5		110					110			119,82	-0,35
Нагр	6	Тенга	6	6	3,7			6			6	-5,81
Нагр	7	Тенга	6	6	3,7			6			6	-5,81
Нагр	8		110					110			119,14	-0,55
Нагр	9	Рахат	10	9,5	5,9			10			10,05	-6,1
Нагр	10	Рахат	10	9,5	5,9			10			10,05	-6,1
Нагр	11		110					110			118,91	-0,6
Нагр	12	Акку	10	6	3			10			10,43	-4,01
Нагр	13	Акку	10	6	3			10			10,43	-4,01
Нагр	14		110					110			119,59	-0,32
Нагр	15		110					110			119,31	-0,37
Нагр	16	КС У	6	14,9	9,2			6			6,17	-3,77
Нагр	17	КС У	6	14,9	9,2			6			6,17	-3,77
Нагр	18		110					110			119,36	-0,36
Нагр	19		110					110			114,68	
Нагр	20	Город	6	7,4	4,6			6			6,11	-4,83
Нагр	21	Город	35	7,4	4,6			35			36,44	-3,67
Нагр	22		110					110			114,68	-3,7
Нагр	23	Город	6	7,4	4,6			6			6,11	-4,83
Нагр	24	Город	35	7,4	4,6			35			36,44	-3,67

Таблица 4.20– Ветви схемы замещения с вводом новой подстанции «Акку» 110 / 10 кВ в послеаварийном режиме

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/r	P_нач	Q_нач	I max
ЛЭП	1	2	узень -	19,74	27,99	-168,3		-6	-1	34
Тр-р	2	3	- Фетисова	14,7	220,4		0,054	-4	-3	22
Тр-р	2	4	- Фетисова	14,7	220,4		0,054	-4	-3	22
ЛЭП	1	5	узень -	1,33	2,81	-18,1				
ЛЭП	1	5	узень -	1,33	2,81	-18,1		-45	-29	258

Продолжение таблицы 4.20

ЛЭП	2	5	-	15,94	27,33	-170,2		2	2	12
Тр-р	5	6	- Тенга	14,7	220,4		0,054	-6	-5	37
Тр-р	5	7	- Тенга	14,7	220,4		0,054	-6	-5	37
ЛЭП	5	8	-	2,18	4,62	-29,7		-16	-10	91
ЛЭП	5	8	-	2,18	4,62	-29,7		-16	-10	91
Тр-р	8	9	- Рахат	7,95	139		0,091	-10	-7	58
Тр-р	8	10	- Рахат	7,95	139		0,091	-10	-7	58
ЛЭП	8	11	-	2,45	3,47	-20,8		-6	-3	34
ЛЭП	8	11	-	2,45	3,47	-20,8		-6	-3	34
Тр-р	11	12	- Акку	7,95	139		0,091	-6	-3	34
Тр-р	11	13	- Акку	7,95	139		0,091	-6	-3	34
ЛЭП	1	14	узень -	2,64	4,53	-28,2		-30	-20	173
ЛЭП	1	14	узень -	2,64	4,53	-28,2		-30	-20	173
ЛЭП	14	15	-	1,1	1,56	-9,4		-15	-10	89
ЛЭП	14	15	-	1,1	1,56	-9,4		-15	-10	89
Тр-р	15	16	- КС Узень	2,54	55,9		0,054	-15	-11	88
Тр-р	15	17	- КС Узень	2,54	55,9		0,054	-15	-11	88
ЛЭП	14	18	-	0,92	1,3	-7,8		-15	-10	87
ЛЭП	14	18	-	0,92	1,3	-7,8		-15	-10	87
Тр-р	18	19	-	1,5	55,9		1	-15	-10	85
Тр-р	19	20	- Город	1,5	35,7		0,054	-7	-5	44
Тр-р	19	21	- Город	1,5			0,318	-7	-5	45
Тр-р	18	22	-	1,5	55,9		1	-15	-10	85
Тр-р	22	23	- Город	1,5	35,7		0,054	-7	-5	44
Тр-р	22	24	- Город	1,5			0,318	-7	-5	45

Таблица 4.21 – Результаты расчета с вводом новой подстанции «Акку» 110/10 кВ послеаварийном режиме

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	узень	121				111,2	70,7	121	-100	100
2		119,5	-0,5	-6	-1	0,06	0,08	29	0	-2,43
5										
5		119,8	-0,3	-45	-29	0,27	0,56	257		-0,26
14		119,6	-0,3	-30	-20	0,24	0,41	172		-0,41
14		119,6	-0,3	-30	-20	0,24	0,41	172		-0,41
2		119,47	-0,49					110		
1	узень	121	0,5	6	3	0,06	0,08	34	0	-2,43
3	Фетисова	6,2	-3,4	-4	-3	0,02	0,33	22		
4	Фетисова	6,2	-3,4	-4	-3	0,02	0,33	22		
5		119,8	0,1	2	2	0	0,01	12	0	-2,44
3	Фетисова	6,17	-3,86	3,8	2,3			6		

Продолжение таблицы 4.20

2		119,5	3,4	4	2	0,02	0,33	415		
4	Фетисова	6,17	-3,86	3,8	2,3			6		
2		119,5	3,4	4	2	0,02	0,33	415		
5		119,82	-0,35					110		
1	узень									
1	узень	121	0,3	45	29	0,27	0,56	258		-0,26
2		119,5	-0,1	-2	1	0	0,01	8	0	-2,44
6	Тенга	6	-5,5	-6	-5	0,06	0,89	37		
7	Тенга	6	-5,5	-6	-5	0,06	0,89	37		
8		119,1	-0,2	-16	-10	0,05	0,11	90	0	-0,42
8		119,1	-0,2	-16	-10	0,05	0,11	90	0	-0,42
6	Тенга	6	-5,81	6	3,7			6		
5		119,8	5,5	6	4	0,06	0,89	678		
7	Тенга	6	-5,81	6	3,7			6		
5		119,8	5,5	6	4	0,06	0,89	678		
8		119,14	-0,55					110		
5		119,8	0,2	16	11	0,05	0,11	91	0	-0,42
5		119,8	0,2	16	11	0,05	0,11	91	0	-0,42
9	Рахат	10,1	-5,6	-10	-7	0,08	1,42	58		
10	Рахат	10,1	-5,6	-10	-7	0,08	1,42	58		
11		118,9	-0,1	-6	-3	0,01	0,01	33	0	-0,29
11		118,9	-0,1	-6	-3	0,01	0,01	33	0	-0,29
9	Рахат	10,05	-6,1	9,5	5,9			10		
8		119,1	5,6	9	6	0,08	1,42	642		
10	Рахат	10,05	-6,1	9,5	5,9			10		
8		119,1	5,6	9	6	0,08	1,42	642		
11		118,91	-0,6					110		
8		119,1	0,1	6	3	0,01	0,01	34	0	-0,29
8		119,1	0,1	6	3	0,01	0,01	34	0	-0,29
12	Акку	10,4	-3,4	-6	-3	0,03	0,48	34		
13	Акку	10,4	-3,4	-6	-3	0,03	0,48	34		
12	Акку	10,43	-4,01	6	3			10		
11		118,9	3,4	6	3	0,03	0,48	371		
13	Акку	10,43	-4,01	6	3			10		
11		118,9	3,4	6	3	0,03	0,48	371		
14		119,59	-0,32					110		
1	узень	121	0,3	30	20	0,24	0,41	173		-0,41
1	узень	121	0,3	30	20	0,24	0,41	173		-0,41
15		119,3	0	-15	-10	0,03	0,04	88		-0,13
15		119,3	0	-15	-10	0,03	0,04	88		-0,13
18		119,4	0	-15	-10	0,02	0,03	86		-0,11
18		119,4	0	-15	-10	0,02	0,03	86		-0,11

Продолжение таблицы 4.20

15		119,31	-0,37					110		
14		119,6	0	15	11	0,03	0,04	89		-0,13
14		119,6	0	15	11	0,03	0,04	89		-0,13
16	КС Уз	6,2	-3,4	-15	-11	0,06	1,31	88		
17	КС Уз	6,2	-3,4	-15	-11	0,06	1,31	88		
16	КС Уз	6,17	-3,77	14,9	9,2			6		
15		119,3	3,4	15	9	0,06	1,31	1638		
17	КС Уз	6,17	-3,77	14,9	9,2			6		
15		119,3	3,4	15	9	0,06	1,31	1638		
18		119,36	-0,36					110		
14		119,6	0	15	10	0,02	0,03	87		-0,11
14		119,6	0	15	10	0,02	0,03	87		-0,11
19		114,7	-3,3	-15	-10	0,03	1,22	85		
22		114,7	-3,3	-15	-10	0,03	1,22	85		
19		114,68	-3,7					110		
18		119,4	3,3	15	9	0,03	1,22	85		
20	Город	6,1	-1,1	-7	-5	0,01	0,21	44		
21	Город	36,4	0	-7	-5	0,01		45		
20	Город	6,11	-4,83	7,4	4,6			6		
19		114,7	1,1	7	5	0,01	0,21	815		
21	Город	36,44	-3,67	7,4	4,6			35		
19		114,7	0	7	5	0,01		140		
22		114,68	-3,7					110		
18		119,4	3,3	15	9	0,03	1,22	85		
23	Город	6,1	-1,1	-7	-5	0,01	0,21	44		
24	Город	36,4	0	-7	-5	0,01		45		
23	Город	6,11	-4,83	7,4	4,6			6		
22		114,7	1,1	7	5	0,01	0,21	815		
24	Gorol	36,44	-3,67	7,4	4,6			35		
22		114,7	0	7	5	0,01		140		

Таблица 4.18 – Результаты отклонения напряжений с вводом новой подстанции «Акку» 110 / 10 кВ в послеаварийном режиме

S	Номер	Название	U_ном	V	dV
	2		110	119,47	8,61
	5		110	119,82	8,93
	8		110	119,14	8,31
	11		110	118,91	8,1
	14		110	119,59	8,71
	15		110	119,31	8,47
	18		110	119,36	8,51

Отклонения напряжение не превышают 10 процентов и находятся около 9 процентов.

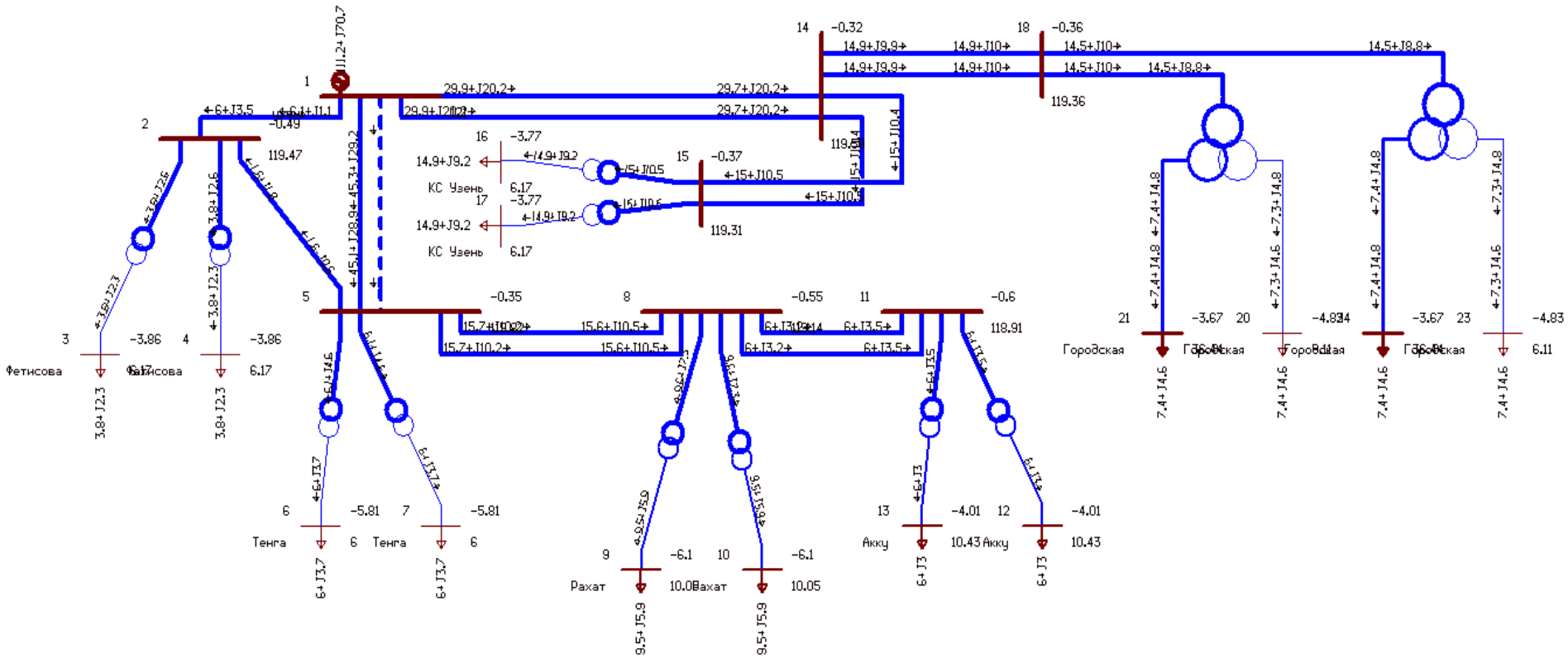


Рисунок 4.7 – Потокораспределения послеаварийного режима работы сети с учетом проектируемой подстанции «Акку» 110/10 кВ

5 Расчет токов короткого замыкания на шинах разрабатываемой подстанции 110 кВ «Акку»

Для качественного выбора электрических оборудования на разрабатываемой подстанции «Акку» 110/10 кВ, проводится расчет токов короткого замыкания. При вычислений токов кз строится схема замещения линии, как показана на рисунке 5.1. и найдем точки замыкания К1, К2.

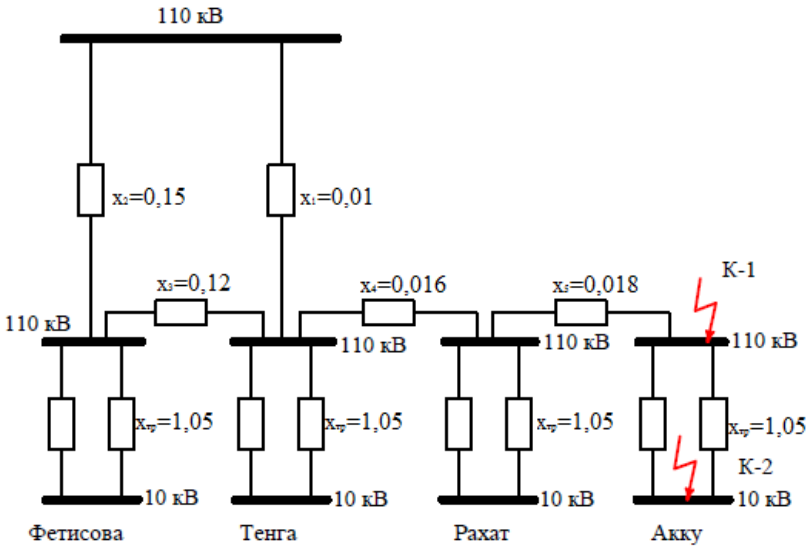


Рисунок 5.1 – Схема замещения расчета ТКЗ

Упрощаем схему замещения до мест кз.

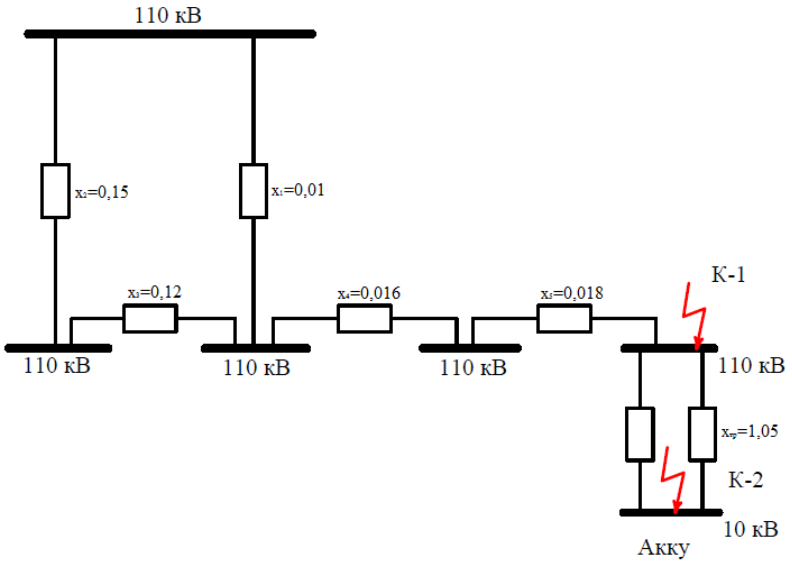


Рисунок 5.2 – Схема замещение до точек К1 и К2

Определяются сопротивления каждого элемента системы в относительных единицах:

$$x = x_{уд} \cdot l \frac{S_б}{U_{ср}^2}, \quad (5.1)$$

$$x_{тр} = \frac{x_т\%}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{ном}}. \quad (5.2)$$

Таблица 5.1 – Значения сопротивлений линии в относительных единицах

x_1	x_2	x_3	x_4	x_5	$x_{тр}$
0,010	0,15	0,12	0,016	0,018	1,05

В системе есть соединение треугольником, что бы упростить схему преобразуем треугольник в звезду.

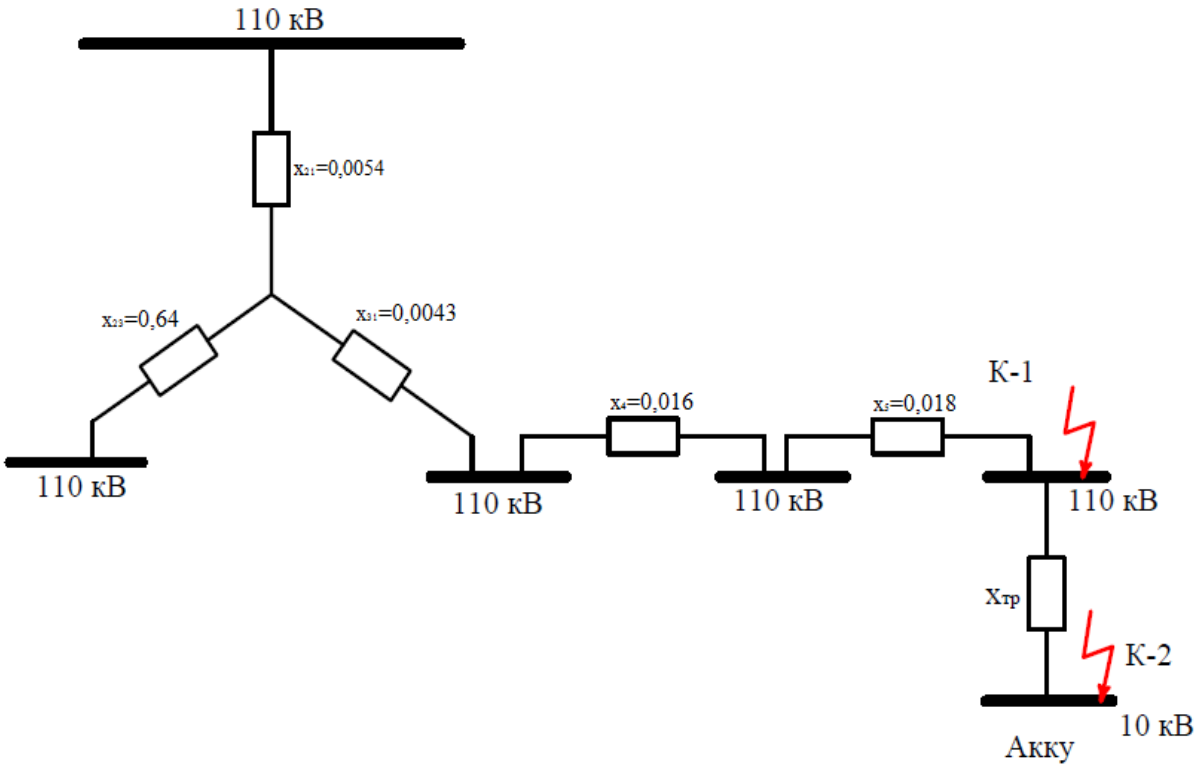


Рисунок 5.3 – Преобразованная схема замещения ТКЗ с треугольника в звезду

Определение сопротивление схемы звезды в относительных единицах:

$$x_{21} = \frac{x_2 \cdot x_1}{x_1 + x_2 + x_3}, \tag{5.3}$$

$$x_{21} = \frac{0{,}15 \cdot 0{,}010}{0{,}15 + 0{,}010 + 0{,}12} = 0{,}0054,$$

$$x_{23} = \frac{x_2 \cdot x_3}{x_1 + x_2 + x_3}, \tag{5.4}$$

$$x_{23} = \frac{0{,}15 \cdot 0{,}12}{0{,}15 + 0{,}010 + 0{,}12} = 0{,}64,$$

$$x_{31} = \frac{x_3 \cdot x_1}{x_1 + x_2 + x_3}, \tag{5.5}$$

$$x_{31} = \frac{0{,}12 \cdot 0{,}010}{0{,}15 + 0{,}010 + 0{,}12} = 0{,}0043.$$

Далее упрощаем схему замещение до точек коротких замыканий путем эквивалентирования всех сопротивление [1].

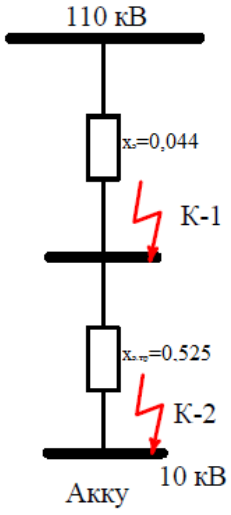


Рисунок 5.4 – Результирующая схема замещения до точек замыкания

Определяются эквивалентные сопротивления линий и трансформатора в относительных единицах:

$$x_{эк} = x_{21} + x_{32} + x_4 + x_5, \tag{5.5}$$

$$x_{эк} = 0{,}0054 + 0{,}0043 + 0{,}016 + 0{,}018 = 0{,}044.$$

Сопротивление для параллельно работающих трансформаторов:

$$x_{э.тр} = \frac{x_{тр1} \cdot x_{тр2}}{x_{тр1} + x_{тр2}},$$
$$x_{э.тр} = \frac{1{,}05 \cdot 1{,}05}{1{,}05 + 1{,}05} = 0{,}525. \quad (5.6)$$

Далее для нахождения токов трехфазного короткого замыкания на шинах 110 кВ вводятся такие параметры как базисный ток и базисная мощность [1].

Находится базисный ток [1]:

$$I_{б110} = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_{ср}},$$
$$I_{б110} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0{,}5 \ \ кА. \quad (5.7)$$

Ток короткого замыкания:

$$I_{П.т} = I_{П.0} = \frac{I_{б110}}{x_э},$$
$$I_{П.т} = \frac{0{,}5}{0{,}044} = 11{,}36 \ \ кА. \quad (5.8)$$

Трехфазное короткое замыкание на шинах 10 кВ:

$$I_{б10} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10{,}5} = 5{,}5 \ \ кА,$$
$$I_{П.т} = \frac{5{,}5}{0{,}569} = 9{,}66 \ \ кА.$$

5.1 Выбор выключателей на подстанции «Акку» 110/10 кВ

Выключатели являются главной коммутационной аппаратурой, предназначения которой включать и отключать сеть. Выключатели высокого напряжения должны соответствовать рядом требований:

– отключение сети при любых токах [1];
– быстрого действия;
– быстрое включение выключателя после отключения;
– пофазное управление выключателей 110 кВ и выше;
– безопасная работа;

– удобства в эксплуатации.

Так как производитель гарантирует определенные зависимости параметров, выбор выключателей производится по следующим параметрам:

– по напряжению установки:

$$U_{уст} \le U_{ном}, \tag{5.9}$$

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

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

– условие выбора аппарата по номинальному току [1]:

$$I_{раб} \le I_{ном}, \tag{5.10}$$

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

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

– отключению периодической составляющей К.З [1].:

$$I_{п.\tau} \le I_{откл.ном}, \tag{5.11}$$

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. [1]:

$$i_{а.\tau} \le i_{а.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_н \cdot I_{откл.ном}}{100}, \tag{5.12}$$

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

$$i_{а.\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{п.0} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_а}}, \tag{5.13}$$

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

$$\tau = t_{з.min} + t_{с.в.}, \tag{5.14}$$

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

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

T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей, примем $T_a = 0{,}02\ \ c$;

– по электродинамической стойкости:

$$i_y \le i_{дин}, \tag{5.15}$$

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

i_y – ударный ток короткого замыкание в цепи выключателя:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{П.0}, \tag{5.16}$$

где k_y – ударный коэффициент, нормированный для выключателей;

– термической стойкости:

$$B_к \le I^2_{терм} \cdot t_{терм}, \tag{5.17}$$

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

$t_{терм}$ - длительность протекания тока термически ;

$B_к$ - тепловой импульс по расчету, кА^2 ·с.

$$B_к = (I_{П.0})^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \tag{5.18}$$

где $$t_{откл} = 0{,}1 + 0{,}055 = 0{,}155\ \ c. \tag{5.19}$$

где $t_{р.з.}$ – 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.

Выбор выключателя на ОРУ-110 кВ.

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

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

(5.15)

$$I_{max} = \frac{1.4 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 73{,}5 \ \ A.$$

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

Апериодическая составляющая тока КЗ [1]:

$$i_{a.\tau} = \sqrt{2} \cdot 11{,}36 \cdot e^{-\frac{0{,}035}{0{,}02}} = 2{,}79 \ \ кА.$$

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

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

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1{,}61 \cdot 11.36 = 25{,}86 \ \ кА.$$

Определяется тепловой импульс, выделяемый током КЗ:

$$B_к = 11{,}36^2 \cdot (0{,}155 + 0{,}02) = 22{,}58 \ \ кА^2 \cdot с.$$

Выберем разъединитель для наружной установки SGF-110-1600.

Результаты выбора сведены в таблицу 5.2.

Таблица 5.2 – Выключатели и разъединители, устанавливаемые на стороне ВН

Расчетные параметры	Выключатель	Разъединитель
	ВГТ-110-40/2000	SGF-110/1600
$U_{уст} = 110 \ \ кВ$	$U_{ном} = 110 \ \ кВ$	$U_{ном} = 110 \ \ кВ$
$I_{max} = 73{,}5 \ \ А$	$I_{ном} = 2000 \ \ А$	$I_{ном} = 1600 \ \ А$
$I_{п.о.} = 11{,}36 \ \ кА$	$I_{откл.ном.} = 40 \ \ кА$	–
$i_{a.\tau} = 2{,}79 \ \ кА$	$i_{a.ном.} = 22{,}59 \ \ кА$	–
$i_y = 25{,}86 \ кА$	$i_{дин} = 102 \ \ кА$	$i_{дин} = 100 \ \ кА$
$B_к = 22{,}58 \ \ кА^2 с$	$B_{т.ном} = 3200 \ \ кА^2 с$	$B_{т.ном} = 4800 \ \ кА^2 с$

5.2 Выбор трансформаторов тока

Для наружной установки в цепи 110 кВ применяется трансформатор тока опорного типа в фарфоровом корпусе с бумажно-масляной изоляцией типа ТФЗМ-110Б.

Данный трансформатор имеет три обмотки [1]:

– первая класса 0,5 для присоединения измерительных приборов;

– вторая и третья класса 10Р для релейной защиты и автоматики. Трансформаторы тока выбираются по [1]:

– напряжению установки:

$$U_{уст} \le U_{ном}, \tag{5.20}$$

– току:

$$I_{max} \le I_{1ном}, \tag{5.21}$$

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

– электродинамической стойкости:

$$i_y \le i_{дин}, \tag{5.22}$$

– термической стойкости:

$$B_к \le I^2_{терм} \cdot t_{терм}, \tag{5.23}$$

– вторичной нагрузке:

$$z_2 \le z_{2ном}, \tag{5.24}$$

На вводах примем к установке трансформатор тока типа ТФЗМ-110Б-200/42-0,5/10Р/10Р. Расчётные и каталожные данные сведём в таблицу 5.3.

Таблица 5.3 – Расчётные и каталожные данные трансформатора тока

Расчетные данные	Трансформатор тока
	ТФЗМ-110Б-1-200/42-0,5/10Р/10Р- 1 ХЛ
$U_{уст} = 110\ кВ$	$U_{ном} = 110\ кВ$
$I_{max} = 73{,}5\ А$	$I_{ном.1} = 200\ А$
$i_y = 25{,}86\ кА$	$i_{дин} = 42\ кА$
$B_к = 22{,}58\ кА^2с$	$B_{т.ном} = 192\ кА^2с$

Выбираются типы приборов и распределение нагрузки по фазам (таблица 5.4).

Таблица 5.4 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В-А		
		А	В	С
Амперметр	Э-350	0,5	0,5	0,5
Счётчик энергии	Альфа	0,1	—	0,1
Итого:		0,6	0,5	0,6

Из таблицы видно, что наиболее загружены трансформаторы тока фаз А и С.

Определится сопротивление приборов:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2}, \tag{5.25}$$

$$r_{приб} = \frac{0,6}{5^2} = 0,024 \ \ Ом.$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{пр} = Z_{2ном} - r_{приб} - r_k, \tag{5.26}$$

где $Z_{2ном}$ – номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности:

$$Z_{2ном} = \frac{S_{ном}}{I_{ном}^2} = \frac{30}{25} = 1,2 \ \ Ом, \tag{5.27}$$

$r_к$ - сопротивление контактов: $r_к = 0,05 Ом$ если в цепи 2-3 прибора, $r_k = 0,1$ Ом если приборов 4 и больше.

$$r_{пр} = 1,2 - 0,024 - 0,1 = 1,07 \ \ Ом,$$

Сечение соединительных проводов:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{r_{пр}}, \tag{5.28}$$

где ρ – удельное сопротивление материала провода, для алюминиевых жил $\rho = 0,0283 \ \ Ом \cdot мм^2 / м$;

$l_{расч}$ - расчётная длина, зависящая от схемы соединения трансформаторов тока, $l_{расч} = 80$;

$$q = \frac{0{,}0283 \cdot 80}{1{,}07} = 2{,}12 \ \ мм^2.$$

Принимается контрольный кабель АКРВГ с жилами сечением 4 мм^2 по условию прочности.

Схема включения приборов (рисунок 5.6).

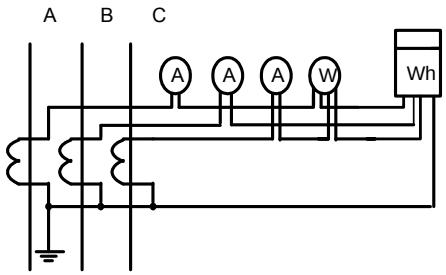


Рисунок 5.6 – Схема включения приборов к трансформаторам тока на ВН

5.3 Выбор трансформаторов напряжения

На сборных шинах ОРУ 110 кВ выбирается ЗхНКФ-110-83 ХЛ1 каскадного типа. 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:

$$U_{уст} \le U_{ном}; \qquad (5.29)$$

– по конструкции и схеме соединения обмоток;

– по классу точности;

– по вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \le S_{ном}. \qquad (5.30)$$

Таблица 5.5 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения типа НКФ-100-58.

Прибор	Тип	Мощность одной обмотки, ВА	Число обмоток	cosφ	sinφ	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							P, Вт	Q, Вар
Вольтметр	Э-350	2	1	1	0	1	2	0
Счётчик энергии	Альфа	0,1	2	0,38	0,92	1	1	2,8
Регистрирующий вольтметр	Н-394	10	1	1	0	1	10	0
Фиксирующий прибор	ФИП	3	1	1	0	1	3	0
Регистрирующий частотомер	Н-397	7	1	1	0	1	7	0
Итого:							31,4	8,3

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2}\,, \tag{5.31}$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{31{,}42^2 + 8{,}33^2} = 32{,}45 \;\; BA.$$

Три трансформатора напряжения НКФ-100-83 соединённых в звезду имеют мощность [1]:

$$S_{ном} = 3 \cdot 400 = 1200 \;\; BA.$$

$$1200 \;\; BA > 32{,}45 \;\; BA.$$

Следовательно, выбранный трансформатор напряжения будет работать в заданном классе точности 0,5.

Для соединения трансформатора напряжения с приборами принимаем контрольный кабель АКРВГ с сечением жил 2,5 мм^2 , по условию прочности.

5.4 Ограничители перенапряжения

ОПН для защиты трансформаторов выбираются по напряжению установки [1]:

$$U_{уст} \le U_{ном}\,, \tag{5.32}$$

Выберем ОПН 110ХЛ1.

5.5 Выбор выключателей на стороне 10 кВ

Максимальные токи продолжительного режима в цепях вводов находятся из условия, что один из вводов нагружен на полную мощность[1]:

$$I_{max} = \frac{1.4 \cdot S_{т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad , \tag{5.33}$$

$$I_{max} = \frac{1.4 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 10{,}5} = 770 \ \ A.$$

По максимальному току продолжительного режима выбирается выключатель VF 12.08.16.

Апериодическая составляющая тока КЗ [1]:

$$i_{а.\tau} = \sqrt{2} \cdot 9{,}66 \cdot e^{-\frac{0{,}07}{0{,}07}} = 5{,}03 \ \ кА. \tag{5.34}$$

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

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot \beta_{н} = \sqrt{2} \cdot 16 \cdot 0{,}5 = 11{,}3 \ \ кА. \tag{5.35}$$

$$i_{у} = \sqrt{2} \cdot k_{у} \cdot I_{П.0} = \sqrt{2} \cdot 1{,}85 \cdot 9{,}66 = 25{,}27 \ \ кА. \tag{5.36}$$

Определим тепловой импульс, выделяемый током КЗ:

$$B_{к} = (I_{П.0})^2 \cdot (t_{откл} + T_{а}) = 9{,}66^2 \cdot (0{,}17 + 0{,}07) = 22{,}4 \ \ кА^2 \cdot с. \tag{5.37}$$

Таблица 5.6 – Выключатели и разъединители, устанавливаемые на стороне ВН

Расчетные параметры	Каталожные данные выключателя
	Выключатель VF 12.08.16
$U_{уст} = 10 \ \ кВ$	$U_{ном} = 10 \ \ кВ$
$I_{max} = 770 \ \ А$	$I_{ном} = 800 \ \ А$
$I_{п.о.} = 9{,}66 \ \ кА$	$I_{откл.ном} = 16 \ \ кА$
$i_{а.\tau.} = 5{,}03 \ \ кА$	$I_{а.ном} = 11{,}3 \ \ кА$
$i_{у} = 25{,}27 \ \ кА$	$i_{дин} = 40 \ \ кА$

$B_к = 22{,}4\ \ кА^2 с$	$B_{т.ном} = 768\ \ кА^2 с$

5.6 Выбор трансформаторов тока

На отходящих ЛЭП принимается к установке трансформатор тока типа ТЛМ-10-800-0,5/10Р-ХЛЗ.

Расчётные и каталожные данные сведём в таблицу 5.7.

Таблица 5.7 - Расчётные и каталожные данные трансформатора тока

Расчётные данные	Каталожные данные трансформатора тока
	ТЛМ-10-800-0,5/10Р-ХЛЗ
$U_{уст} = 10\ \ кВ$	$U_{ном} = 10\ \ кВ$
$I_{max} = 770\ \ А$	$I_{ном} = 800\ \ А$
$i_у = 25{,}27\ \ кА$	$i_{дин} = 100\ \ кА$
$B_к = 22{,}4\ \ кА^2 с$	$B_{т.ном} = 1016\ \ кА^2 с$

Тип приборов и распределение нагрузки по фазам аналогичны приборам на трансформаторах тока, установленных на отходящих линиях 110 кВ. Определим сопротивление приборов [1]:

$$r_{приб} = \frac{5}{5^2} = 0{,}2.$$

Номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности: $Z_{2ном} = 0{,}4 Ом.$

Сопротивление контактов: $r_к = 0{,}05 Ом,$ так как в цепи 3 прибора. Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{пр} = 0{,}4 - 0{,}2 - 0{,}05 = 0{,}15.\ Ом$$

Сечение соединительных проводов:

$$q = \frac{0{,}0283 \cdot 5}{0{,}15} = 0{,}94\ \ мм^2.$$

Контрольный кабель АКРВГ с жилами сечением 4 мм^2 по условию механической прочности.

5.7 Выбор трансформаторов напряжения

На шинах КРУ 10 кВ выбираем трансформатор напряжения ЗНОЛ.10.

Приборы и их суммарная мощность, подключаемые к данному трансформатору напряжения аналогичны приборам, подключенным к трансформатору напряжения на шинах ВН 110 кВ.

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения:

$$S_2 = \sqrt{31{,}4^2 + 8^2} = 32{,}16 \ \ BA.$$

Мощность трансформатора:

$$S_{ном} = 75 \ \ BA,$$

$$75 \ \ BA \geq 32{,}16 \ \ BA$$

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

Для соединения трансформатора напряжения с приборами принимается контрольный кабель АКРВГ с сечением жил 2,5 мм^2 по условию прочности.

6 Экономическая часть

6.1 Технико-экономическое обоснование строительства подстанций и ЛЭП 110 кВ

Строительство подстанции ПС-110/10 кВ «Акку» устранит дефицит электроэнергии в соответствующих района г. Узень.

Целью данного раздела дипломного проекта является экономическое обоснование целесообразности внедрения спроектированной электрической сети. Для достижения этой цели в экономической части раздела рассчитывается технический уровень разработки, определяются затраты, связанные с сооружением и эксплуатацией спроектированной сети. Для определения экономической целесообразности рассчитывается годовой экономический эффект от производства и эксплуатации разработанной сети. Сеть является экономически целесообразной, если экономический эффект положительный, что говорит о снижении издержек при сооружении и эксплуатации спроектированной сети.

6.2 Рынок сбыта

Спрос на электроэнергию определяется преимущественно многообразием источников его потребления, таких как промышленность, торговля, общественный транспорт, дома и коммунальное хозяйство.

В Таблице 6.1 приведен прогнозвыработки электроэнергии в рассматриваемом нами районе с 2010—2030 г., который составлен на основе перспективных нагрузок.

Таблица 6.1 – Анализ по прогнозу выработки электроэнергии

№	Показатели	Ед. изм.	2010 г.	2015 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.
1	Производство электроэнергии	млрд. кВтч	4,32	4,59	4,93	5,27	5,61
2	Потребление электроэнергии	млрд. кВтч	4,06	4,31	4,58	4,92	5,26
3	Установленная мощность электростанций	МВт	1342	1323	1323	1323	1323

6.3 Расчет технико-экономических показателей подстанций и ЛЭП

В этой главе произведены расчеты затрат на возводимую ПС-110/10 кВ «Акку» и ВЛ-110 кВ длиной 16 км.

Капитальные вложения в ВЛ состоят из:

- оборудования ВЛ, а именно: опоры портального типа, провода, устройства для заземления и линейно-подвесная арматура. Цена рассчитана с помощью укрупнённой справочной стоимости линий данного напряжения по длине;
- оборудование для подключения ВЛ к существующей сети 110 кВ МЭС Мангистау.

Суммарные капитальные вложения в возводимую ПС-110/10 кВ «Акку указаны в таблице 6.3.

Капитальные вложения в подстанцию состоят из затрат на основное оборудование подстанции:

- силовые трансформаторы;
- коммутационное оборудование (элегазовые выключатели, разъединители);
- измерительные трансформаторы тока и напряжения;
- распределительные устройства (КРУ);
- вспомогательные сооружения.

Определение уровня качества и конкурентоспособности проекта производится, предварительно выбрав три наиболее важных показателя качества, по которым осуществлена сравнительная оценка технического уровня выбранного оборудования, аналога и перспективного объекта.

Выбранные показатели представлены в порядке убывания ихвесомости:

- протяженность ВЛ;
- потери активной мощности на ВЛ;
- надежность электроснабжения.

Протяженность ВЛ влияет на технико-экономическое обоснование. Чем меньше длина ВЛ, тем она экономичнее, так как требуются меньшие затраты на проектирование, сооружение и эксплуатацию ВЛ. Чем меньше потери активной мощности в сети, тем более надежной является сеть. Цены за оборудование были рассчитаны в главе 3.

Таблица 6.2 - Капитальные вложения в объект

Элемент	Капитальные вложения, млн. тенге
ВЛ-110 кВ	145,65
Строительство ПС-110/10 кВ «Акку»	157,97

Итого	303,57

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.

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

$$И = И_{экс} + И_{пот}, \quad (6.1)$$

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

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

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

$$И_{экс} = И_{ам} + И_{об.рем} \quad (6.2)$$

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:

$$И_{ам} = \frac{a_{ам}}{100} \cdot К_{ЭС} \quad (6.3)$$

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

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

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:

$$И_{об/рем} = \frac{a_{об.рем}}{100} \cdot К_{ЭС} \qquad (6.4)$$

где $a_{об.рем}$- 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. Используя метод ускоренной амортизаций и тогда $H_a = 13\%$.

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

$$И_{ам} = \frac{13}{100} \cdot 157{,}97 = 22{,}54 \text{ млн.тенге/год},$$

$$И_{об/рем} = \frac{6}{100} \cdot 157{,}97 = 9{,}48 \text{ млн.тенге/год}.$$

По формуле (6.2) издержки на эксплуатацию подстанции:

$$И = 22{,}54 + 9{,}48 = 32{,}02 \text{ млн.тенге/год}.$$

Определение амортизационных отчислений, расходов на обслуживание и полные годовые отчисления на передачу электроэнергии (ЛЭП) производится аналогичным образом. Полные годовые отчисления для линий электропередач напряжением 110 кВ на решетчатых опорах 5 и 084 %/год.

$$И_{ам} = \frac{5}{100} \cdot 145{,}62 = 9{,}3 \text{ млн.тенге/год},$$

$$И_{об/рем} = \frac{0{,}8}{100} \cdot 145{,}62 = 1{,}2 \text{ млн.тенге/год}.$$

Тогда суммарные издержки на линию и подстанцию по (6.2):

$$И = 9{,}3 + 1{,}2 = 10{,}5 \; млн.тенге / год$$

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:

$$И_{пот} = \Delta Э \cdot Ц_{пот}. \qquad (6.5)$$

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 МАЭК и составляет 9,6 тенге/кВт·ч. Годовые потери энергии в ЛЭП определяются выражением:

$$\Delta Э = \Delta P_{кор} \cdot 8760 + \Delta P_{max} \cdot \tau. \qquad (6.6)$$

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

$\Delta P_{\max}$ - 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 7.1).

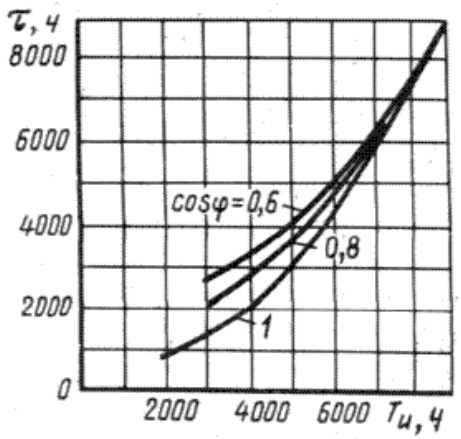


Рисунок 6.1– Зависимость годового времени максимальных потерь от времени использования максимума нагрузки

Потери мощности на корону определяются по выражению:

$$\Delta P_{кор} = \rho_{уд.кор} \cdot L, \qquad (6.7)$$

где $\rho_{уд.кор}$.- 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:

$$\Delta P_{max} = \frac{S^2_{max}}{U^2} \cdot Xл, \qquad (6.8)$$

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 2.1 составит (12+j6), где активная мощность=12 МВт, реактивная мощность 6 МВар, полная мощность, соответственно, 13,42 МВА.

Потери мощности на корону:

$$\Delta P_{кор} = 0{,}06 \cdot 16 = 0{,}96 \ кВт.$$

Потери мощности при максимальной нагрузке:

$$\Delta P_{max} = \frac{13{,}42^2}{110^2} \cdot 4{,}9 = 73{,}5 \ кВт.$$

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

$$\Delta Э = 0{,}96 \cdot 8760 + 73{,}5 \cdot 3411 = 256000 \quad кВт.$$

Рассчитываем переменные и постоянные потери для однофазных автотрансформаторов.

Значения потерь в однофазных автотрансформаторах находятся по формулам:

$$\Delta Э_{тр} = n \cdot (\Delta Px \cdot 8760 + \Delta Pк \cdot \tau), \quad (6.9)$$

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

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

τ -время максимальных потерь.

$$\Delta Э_{тр} = 2 \cdot (14 \cdot 8760 + 60 \cdot 3411) = 654600 \ кВт$$

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

$$И_{пот} = \Delta Э \cdot Ц_{пот} = (256000 + 654600) \cdot 9{,}6 = 8742 \ тыс.тенге / год.$$

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:

$$S = \frac{И}{Э_{год}}, \quad (6.10)$$

где $И$ – суммарные издержки;

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

При этом полный объём передаваемой электроэнергии за год:

$$Э_{год} = P \cdot T_{max}. \quad (6.11)$$

где P – активная мощность потребителей, МВт

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

Таблица 6.3 Сводная таблица издержек по подстанции и ЛЭП

Издержки эксплуатационные, млн. тенге		Издержки, связанные с потерями, млн. тенге		Сумма, млн. тенге
Подстанция	ВЛ	ВЛ	трансформаторы	
32,02	10,5	2,4576	6,28416	51,262
42,52		8,742		

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

$$S = \frac{51262000}{13420 \cdot 5000} = 0,77 тенге / кВт \cdot ч$$

Таким образом, себестоимость передачи электроэнергии по новому участку ВЛ-110 кВ через подстанцию 110/10 кВ «Рахат» составит 0,77 тенге/кВт·ч.

Годовой объём передаваемой электроэнергии для подстанции «Акку» составит 67100 МВт·ч.

Рассчитаем стоимость переданной электроэнергии расчетом, что данная подстанция принадлежит ТОО «Керемет». Принимаем, что прибыл от новой подстанций это 25% от себе стоимости, и будет составлять 0,196 тенге/кВт·ч.

Рассчитаем запланированную прибыль:

$$T_{ТОО} = S + 0,2 \cdot S = 0,77 + 0,25 \cdot 0,77 = 0,965 \ тенге / кВт \cdot час$$
$$П = Э_{год} \cdot T_{ТОО} = 13,42 \cdot 5000 \cdot 0,196 = 13,085 \ млн.тенге$$

Ежегодный доход от реализации электроэнергии составит 13,085 млн. тенге.

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

$$Ч_{П} = 13,085 \cdot 0,8 = 10,468 \ млн.тенге$$

6.4 Показатели финансово-экономической эффективности инвестиций

В качестве основных показателей и критериев финансово-экономической эффективности инвестиций в условиях рыночных отношений используются простые показатели:

- простая норма прибыли
- простой срок окупаемости капитальных вложений;
- срок предельно-возможного полного возврата банковских кредитов и процентов по ним;
- чистый дисконтированный доход;
- внутренняя норма доходности;
- срок окупаемости дисконтированных затрат;
- чистый приведенный доход (Net Present Value, NPV)

Простая норма рентабельности инвестиций; сравнение расчетной величины с минимальным или средним уровнем доходности (процентной ставки по кредитам, облигациям, ценным бумагам, депозитным вкладам) приводит к заключению о целесообразности дальнейшего анализа данного проекта;

Простой срок окупаемости капитальных вложений представляет собой период времени, в течении которого сумма чистых доходов покрывает инвестиции, определяет период в течении которого объект будет работать на "себя", т.е. получаемый объем чистого дохода засчитывается как возврат первоначально инвестированного капитала;

Срок предельно-возможного полного возврата банковских кредитов и процентов по ним; определяет период в течении которого полностью возвращаются банковские ссуды за счет дохода от реализации продукции (определяется при наличии заемного капитала).

Расчет чистого дисконтированного дохода производится дисконтированием чистого потока платежей (чистого дохода); критерием финансовой эффективности инвестиций в сооружение объекта является условие: $Э_д > 0$, тогда доходность инвестиций превышает величину среднего норматива дисконтирования (или средней стоимости капитала);

Внутренняя норма доходности определяется значением нормы дисконтирования, при котором чистый дисконтированный доход становится равным нулю; критерием эффективности инвестиций в сооружение проектируемого объекта служит условие превышения внутренней нормы доходности над средней величиной норматива дисконтирования: $E_{Вн} > E_{ср}$;

Срок окупаемости дисконтированных затрат характеризует период, в течение которого полностью возмещаются дисконтированные капитальные вложения за счет чистого дохода, получаемого при эксплуатации объекта; критерием экономической эффективности инвестиций в сооружение объекта служит выражение $T_{ок} \le T_{р}$.

Показатель чистого приведенного дохода (Net Present Value, NPV) позволяет сопоставить величину капитальных вложений (Invested Capital, IC) с общей суммой чистых денежных поступлений, генерируемых ими в течение прогнозного периода, и характеризует современную величину эффекта от будущей реализации инвестиционного проекта. Поскольку приток денежных средств распределен во времени, он дисконтируется с помощью

коэффициента r. Коэффициент r устанавливается, как правило, исходя из цены инвестированного капитала.

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

Срок окупаемости составит:

$$PP = \frac{I_C}{CF}, \tag{6.12}$$

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, Тогда:

$$CF = Ч_{П} + И_{ам} = 10{,}468 + 31{,}84 = 42{,}308 \text{ млн.тенге.}$$

Рассчитываем простой срок окупаемости по формуле (6.12):

$$PP = \frac{303{,}57}{42{,}308} = 7{,}2.$$

Таким образом, срок окупаемости подстанций и ВЛ-110 кВ составит приблизительно 7 лет. Но у данного метода есть недостатки, среди которых то, что в данном методе:

1) не учитывается влияние денежных притоков последних лет;

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

3) метод не обладает свойством аддитивности.

Также есть и некоторые преимущества данного метода:

1) простота для расчетов;

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

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

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

Метод простого срока окупаемости показал, что инвестиции, вложенные в данный проект, окупятся за 7 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:

$$NPV = \sum_{t=0}^{n} \frac{CF_t}{(1+r)^t} - I_0, \qquad (6.13)$$

где $I_0 = 303{,}57$ – инвестиции в данный проект, млн. тг.,

$CF_t = 42{,}308$ – поток наличности, млн. тг.,

$r = 6\%$ – проект осуществляется за счет инвестиций РЭК,

t – время реализации проекта, год.

Ежегодный денежный поток используется тот же, что и для расчета срока окупаемости без дисконтирования и составляет 42,308 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.

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

$$NPV = 0 \rightarrow при \rightarrow IRR = r. \qquad (6.14)$$

Оценка ВНП (IRR) имеет следующие свойства:

1) не зависит от вида денежного потока;
2) нелинейная форма зависимости;
3) представляет собой убывающую функцию;
4) не обладает свойством аддитивности.

Экономический смысл критерия IRR заключается в следующем: IRR показывает максимально допустимый относительный уровень расходов.

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 с учётом средней инфляции денег.

$$PV = 42{,}308 \cdot 0{,}95 = 40{,}2 \ \ млн.тенге,$$

$$NPV = (-303{,}57) + 40{,}2 = -263{,}37 \ \ млн.тенге.$$

Остальные значения вычислены аналогичным образом и сведены в таблицу 6.4.

Таблица 6.4 - Расчет NPV и IRR

Год	Денежный поток CF, млн.тг	$1/(1+r)^t$	PV	Текущая стоимость, млн. тенге
0	-303,57			-303,57
1	42,308	0,95	40,2	-263,37
2	42,308	0,89	37,66	-225,71
3	42,308	0,84	35,54	-190,17
4	42,308	0,79	33,43	-156,74
5	42,308	0,75	31,731	-125
6	42,308	0,71	30,04	-94,96
7	42,308	0,67	28,35	-66,61
8	42,308	0,63	26,66	-,39,95
9	42,308	0,60	25,39	-14,56
10	42,308	0,57	24,12	9,56

Из приведенных расчетов видно, что срок окупаемости инвестиций составит 9,5 лет. При этом $PV = 313{,}121$.

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

$$PI = \left(\sum_{t=1}^{n} \frac{PV}{(1+r)^t}\right) / I_o \ . \qquad (6.15)$$

Если: PI> 1, то проект следует принять, PI < 1, то проект следует отвергнуть, PI = 1, то проект ни прибыльный, ни убыточный. Логика критерия PI такова: он характеризует доход на единицу затрат. В отличие от чистого приведенного эффекта индекс рентабельности является относительным показателем. PI следует считать уже по времени расчета t, когда NPVположительный.

$$PI = (\sum_{t=1}^{n} \frac{313,121}{0,57}) / 303,57 = 1,81 .$$

Так как PI >1 (1,81>1), то проект прибыльный и его следует принять.

7 Безопасность жизнедеятельности

7.1 Подстанция «Акку» 110/10 кВ

Проектируемая линия соединяется с существующей сетью через подстанции 110 кВ «Рахат», имеет протяжённость равной 16 км.

Планируемая подстанция 110 кВ «Акку» является тупиковой и понижает до 10 кВ. Приняты два трансформатора с мощностью 10 МВА, для собственных приняты два трансформатора 10/0.4 кВ.

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

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

Номинальное количество обслуживающего персонала: 1 человек.

Перечень оборудования.

Оборудование воздушной линий 110 кВ:

- электрический провод;
- защитные тросы;
- изоляторы, опоры;
- арматуры.

Оборудование на подстанции 110/10 кВ «Акку»:

- ОРУ 110 кВ;
- трансформатор собственных нужд;
- силовые трансформаторы 110/10 кВ;
- разъединитель;
- трансформаторы тока 110 кВ;
- трансформаторы напряжения 110 кВ;
- элегазовые выключатели;
- сборные шины;
- аппарату ВЧ связи;
- приемные порталы, ячейки ввода, ЗРУ и т.д.

Компоновка ОРУ показана на рисунке 7.1, где так же указано план модульного здания. Шкафы приняты с электрогазовыми выключателями ,которые размещены в модульном здании. Так же показано разрез ячеек трансформатора по схеме 110 – 4Н.

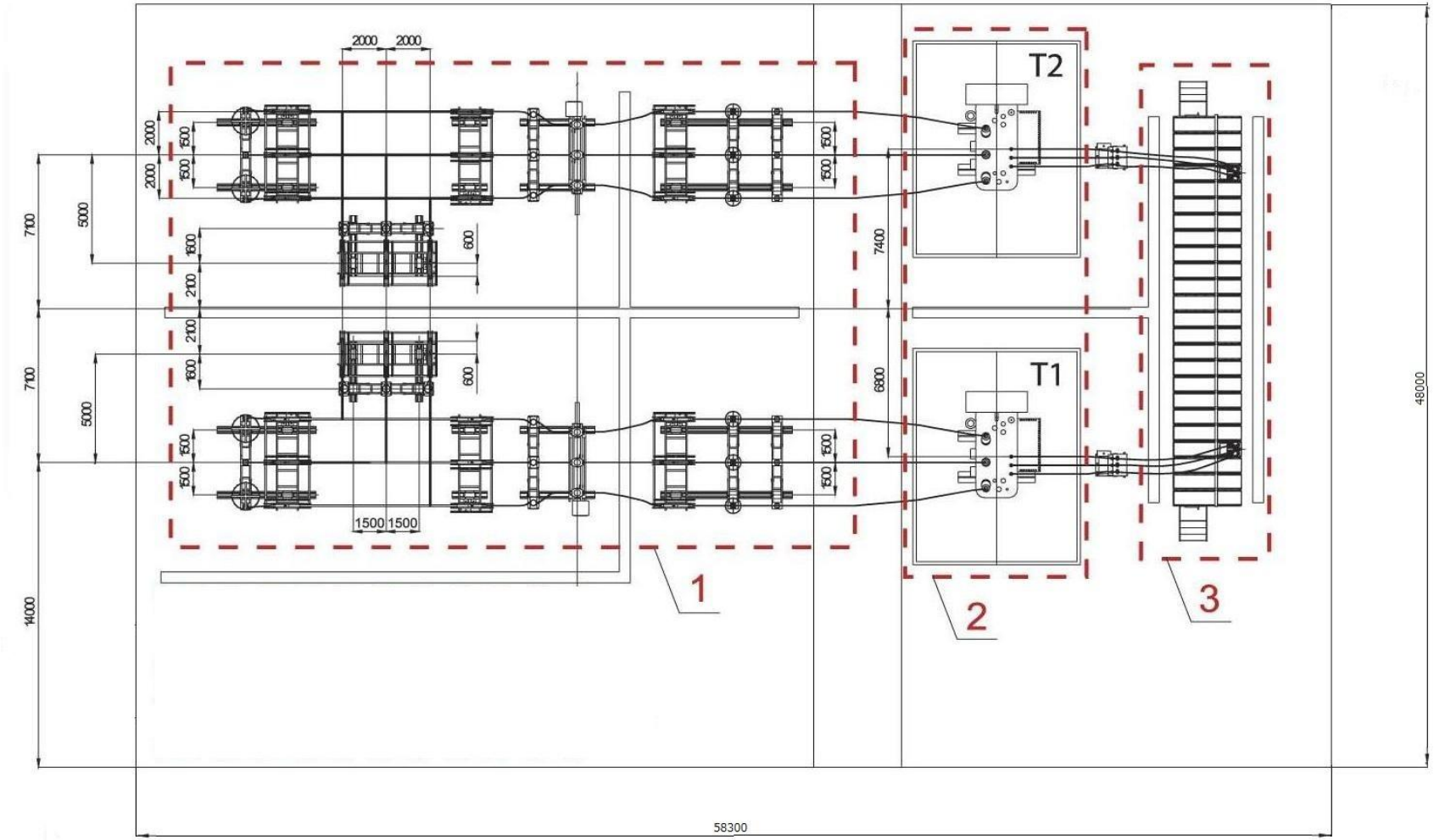


Рисунок 7.1 – Компоновка подстанций «Акку» 110/10 кВ:1 – ОРУ 110 кВ, 2 – два трансформатора ТДН – 10000/110/10 кВ, 3 – ЗРУ 10 кВ.

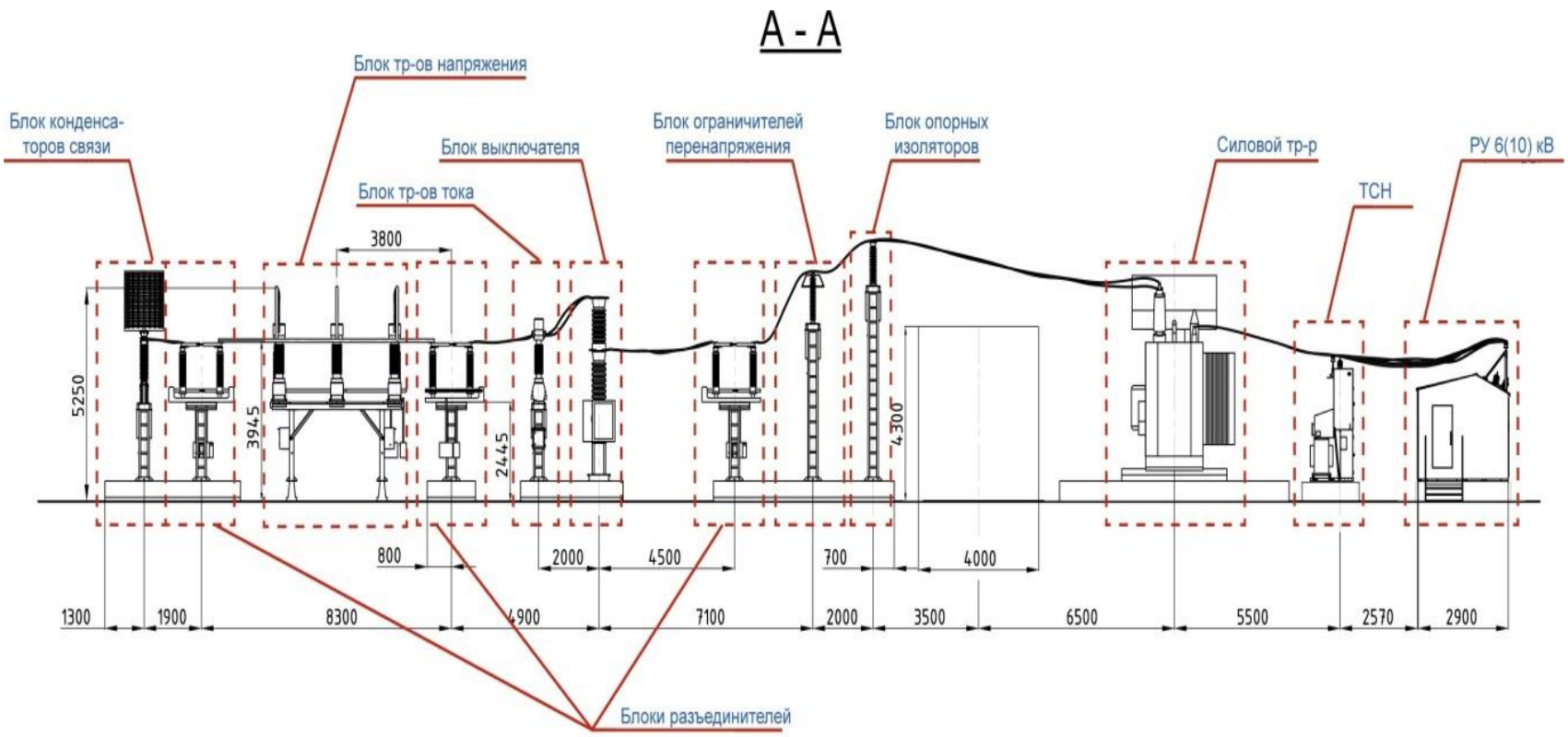


Рисунок 7.2 – ОРУ 110 кВ в разрезе

7.2 Идентификация опасностей

Основным законом в Республике Казахстан, в котором даётся определение опасных производственных объектов путём классификаций опасности объекта по категории является Закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»

Подстанция относится к опасным объектам наивысшей категории, в котором технологические процессы сопряжены с высоким напряжением и высокими температурными показателями.

На подстанции существуют возможность попадания под высокое напряжение, что чревато гибелью человека.

Шум, вибрации, электромагнитные поля, недостаточность освещения на подстанции являются вредными факторами для человеческого организма.

Допустимые значения шума в производственных помещениях энергопредприятий регламентируются в нормативном документе СанПиН РК 1.11.2011 №1270.

Трансформаторы, различные машины и механизмы, вентиляционные установки, машины электрические, воздушные линии могут быть источниками вибраций и шума.

Нормы вибрации на производственных местах нормируется документом СанПиН РК 18.08.2004 № 631

Длительная вибрация негативно влияют на опорно- двигательный аппарат человека, вызывая нарушение моторики, головокружение и ухудшение самочувствия человека.

По СанПиН РК № 3.01.036–97 "Электромагнитные поля в производственных условиях".

. Персонал подвергшиеся электромагнитному полю в процессе работы быстро устают, что сопровождаются повышенной вялостью, утомленностью, сердечными и головными болями. Длительное воздействие электромагнитного поля промышленной частоты чревато тем, что нарушаются работа центральной нервной системы и сердечно – сосудистой системы у работающего персонала.

Нормы по освещению регламентируются по нормативному документу СТО 56947007-29.240.10.028-2009.

Утомленность, ухудшение зрения, неточность визуально передаваемой информации, связанные с недостаточностью освещения на работающем объекте могут привезти к травматическому и фатальному исходу.

Таблица 7.1 – анализ опасностей при эксплуатации подстанции

Вредные факторы	Источники вредных факторов	Люди получаемые вредные воздействия	Возможный ущерб	Средства защиты и устранения опасных факторов
Вибрация	Компрессоры	Персонал	Головные боли, ухудшение самочувствие	вибропоглощающие поверхности,
Шум	Выключатели высокого напряжения	Ремонтный, оперативный, обслуживающий персонал	Ухудшение слуха, головная боль, ухудшение внимания	Защитные наушники
Электрическое поле, электрический ток	ОРУ 110 кВ, Тока вдущие части подстанций	Ремонтный, оперативный, обслуживающий персонал	Ожоги, ухудшение самочувствие, головные боли, возможность появление раковых клеток	Использование средства индивидуальной защиты, установка защитного заземления, соблюдение безопасных расстояний
Пожар опасность	Выключатели, Трансформаторы, ОРУ и КРУ	Ремонтный, оперативный, обслуживающий персонал	Ожоги, производственные травмы с возможным летальным исходом	Соблюдение норм и правил пожарной безопасности, установка пожарных щитов с первичными средствами пожаротушения, ящиков с песком, объемом не менее 0,25м^2, огнетушители
Механические воздействия	Разъединители, привода, подъёмные транспорты	Ремонтный, оперативный, обслуживающий персонал	Производственные травмы, летальный исход	Защитные козырьки, выполнения правил техники безопасности
Вредные выделения	Пары трансформаторного масло, различные выделения при возгораний	Ремонтный, оперативный, обслуживающий персонал	Отравление, тошноты, травмы различной категорий	Вентиляция, средства индивидуальной защиты
Недостаточность освещения	Недостаточное количество освещения на	Ремонтный, оперативный, обслуживающ	Производ-ные травмы любой категорий с	Установка прожекторных мачт

	ОРУ 110 кВ	ий персонал	возможными леталь-ми исх-и,	

7.3 Технические и организационные мероприятия на подстанции по снижению вредных и опасных факторов

Основной целью принимаемых мер техники безопасности является защита людей от тока и напряжений.

Технических мероприятий по устранению опасных факторов:

- заземление корпусов электроустановок с напряжениями 110 и 10 кВ;
- контроль изоляции;
- обеспечение безопасности персонала от нежелательных контактов с неизолированными частями электрооборудования, путем внедрения:

а) оград;

б) блокировок;

в) размещение токоведущих частей на недоступных местах и на высоте больше чем 3 метров.

Размещается решетчатый забор по периметру подстанции высотой 2 метра в целях не допуска гражданских на зону работы подстанции.

Для безопасной работы персонала имеются изолированные инструменты.

На подстанции предусматриваются комплект индивидуальных защитных средств.

Применяются стержневые молниеотводы.

Организационные мероприятия:

- Допуск бригад к работе;
- Подготовка рабочих мест;
- Надзор за выполнением ремонтных работ;
- Оформление перерывов в работе;
- Прием ремонтных работ оперативным персоналом.

7.4 Производственный шум и борьба с ним

Любые раздражительные для человека звуки является шумом, создающие дискомфорт при работе или отдыхе. Любые механические колебания является звуком, который распространяется во всех средах под воздействием внешних сил.

Мероприятия по уменьшение шума:

- ликвидация шума или ослабление его в источнике;
- уменьшения степени шума на линиях;
- снабжение персонала защитными средств.

Для устранения или ослабления вредных воздействий шума можно использовать:

- звукогосящи кожух;

- звуко – поглащяиющие облицовоки;
- акустические экраны;
- индивидуальные средства защиты.

При использование выше перечисленных предметов, рабочие место можно сделать более комфортным.

7.5 Расчет заземляющего устройства

Главным средством коллективной безопасности на подстанции является заземляющие устройство, которое защищает рабочий персонал от попадания под напряжение при условии повреждения изоляции.

Заземляется следующие ниже перечисленные приборы и оборудование:
- нейтрали трансформаторов;
- разрядники
- молниеотводы;
- корпуса электро оборудовании;
- трансформаторов тока и напряжения;
- металлические щиты и пульты всех назначений.

Произведем расчёт заземляющего устройства подстанции:

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

Удельное сопротивление грунта $\rho = 150 Ом/м$ на глубине до 10 м, глубина промерзания суглинка 100 см.

Устанавливаются заземлители с электродам диаметром 15 мм, длиной 5 м, для связи используется стальная полоса сечением 40х4 мм^2 [1].

Определяем сопротивление стеканию тока горизонтального заземлителя:

$$R_{гор} = \frac{\rho}{2 \cdot \pi \cdot l} \ln \frac{2 \cdot l^2}{b \cdot t}, \qquad (7.1)$$

где ρ – удельное сопротивление грунта, Ом/м;

l – длина контура, м;

b – ширина полосы, м;

$t = 0{,}7 м$ – глубина заглубления полосы от уровня земли.

Расчет по формуле (7.1):

$$R_{гор} = \frac{150}{2 \cdot \pi \cdot 220{,}3} ln \frac{2 \cdot 220{,}3^2}{0{,}04 \cdot 0{,}7} = 1.6 \ \ Ом.$$

Требуемое сопротивление вертикальных заземлителей:

$$R_в = R_и - R_г, \tag{7.2}$$

где $R_и$ – требуемое сопротивление искусственного заземлителя.

$$R_в = |0{,}5 - 1{,}6| = 1{,}1 \ Ом,$$

Определяется сопротивление стеканию тока одного вертикального заземлителя:

$$R_{во} = \frac{\rho}{2\pi(l-0{,}5)} \cdot \left(\ln \frac{2(l-0.5)}{d} + 0{,}5 \ln \frac{4(h+0{,}5l)+(l-0{,}5)}{4(h+0{,}5l)-(l-0{,}5)} \right), \tag{7.3}$$

где l – длина электрода, м;
d – диаметр электрода, м;
h – глубина промерзания грунта, м.
Расчет по формуле (7.3):

$$R_{во} = \frac{150}{2 \cdot \pi \cdot (5-0{,}5)} \cdot \left(ln \frac{2(5-0.5)}{0{,}015} + 0{,}5 ln \frac{4(1+0{,}5 \cdot 5)+(5-0{,}5)}{4(1+0{,}5 \cdot 5)-(5-0{,}5)} \right) = 35{,}7 \ Ом.$$

Необходимое число электродов:

$$N = \frac{R_в}{R_в}, \tag{7.4}$$

Расчет по формуле (4.4.4):

$$N = \frac{35{,}7}{1{,}1} = 32.$$

Принимаем количество электродов 32.

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

7.6 Освещения ОРУ

ОРУ – 110 кВ освещается прожекторами с нормируемой освещённостью в зоне размещения $E_н = 10 лк$.

Определяем мощность прожекторов, по формуле [9]:

$$\omega = m \cdot E_H \cdot k, \tag{7.5}$$

где ω - удельная мощность прожекторных установок;

k – коэффициент запаса (k = 1,5);

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

Расчет по формуле (7.5):

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

Суммарная мощность прожекторов:

$$P_n = \omega \cdot S, \tag{7.6}$$

где S – площадь подстанции (S = 719 м^2).

Расчет по формуле (7.6):

$$P_n = 1{,}8 \cdot 719 = 1294 \ \ Вт.$$

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

$$P = 0{,}5 \cdot P_n,$$

$$P = 0{,}5 \cdot \cdot 1294 = 647 \ \ Вт.$$

Выбирается ПСМ-50-1 с лампами ДРЛ-700.

Для ОРУ – 110 кВ выбраны прожекторные мачты ПМЖ-16,6 с высотой 16,6м.

Изолюксы для прожектора ПСМ-50-1 с лампой ДРЛ-700 на условной плоскости приведены на рисунке 7.3.

Координаты точек на горизонтальных поверхности и на условной плоскости и их освещённости е и ε связаны соотношениями:

$$y = \eta \cdot \rho \cdot h, \tag{7.7}$$

$$\varepsilon = e \cdot \rho^3 \cdot h^2,$$

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

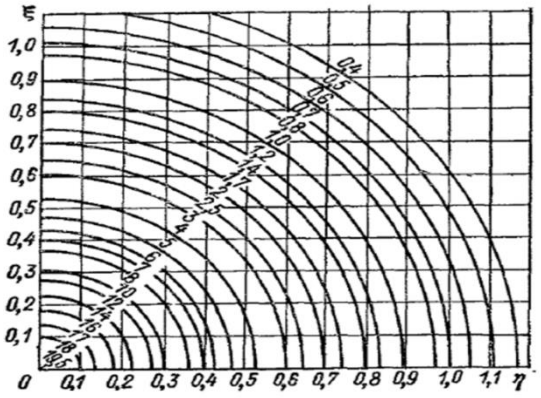


Рисунок 7.3 – Изолюкса на условной плоскости для прожектора ПСМ-50-1 с лампой ДРЛ-700.

А e определяются:

$$e = \frac{E_H \cdot k}{2},$$
$$e = \frac{10 \cdot 1{,}5}{2} = 7{,}5 \ \ лк. \tag{7.8}$$

Построение изолюкс горизонтальной освещённости e при заданных Θ и h производится следующем порядке:

- задаётся координата x, кратное $\frac{h}{2}$, и находится $\frac{h}{x}$;
- определяются значения ρ, ρ^3, ξ;
- по графику изолюкс определяется η;
- по формуле (1.1) определяется y, что дает пару точек изолюкс.

Приведем расчет пары точек изолкс для $x = 8{,}3м$.

$$\frac{x}{h} = \frac{8{,}3}{16{,}6} = 0{,}5.$$

для $\frac{x}{h} = 0{,}5$ определяем, что:

$$\rho = 0{,}89,$$
$$\rho^3 = 0{,}7,$$
$$\xi = 0{,}76.$$

Определим ε:

$$\varepsilon = 7{,}5 \cdot 0{,}7 \cdot 16{,}6^2 = 1446 \ \ лк.$$

По графике изолюкс на рисунке 7.4 находим η.

Далее по формуле 1.7, рассчитываем y:

$$y = 0{,}27 \cdot 0{,}89 \cdot 16{,}6 = 4 \ м.$$

Таблице 7.2 – Точки изолюксов

x/h	0,5	0,75	1	1,5	2
x, м	8,5	12,534	16,6	25	33,2
y, м	4,0056	6,334	6,7	7,2	0
ρ	0,914	1,1656	1,30	1,8	2,2
ρ^3	0,7	1,4	2,4	5,7	11
ξ	0,7524	0,5135	0,37	0,14	0,01
ε, лк	1440	2830	4940	11790	22740
η	0,27	0,34	0,3	0,24	0

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

$$r = h \cdot tg(45^0 - \Theta), \qquad (7.9)$$

$$r = 16{,}6 \cdot tg(45^0 - 26^0) = 5{,}7 \ м.$$

Рассчитанная изолюкс приведены на рисунке 7.4.

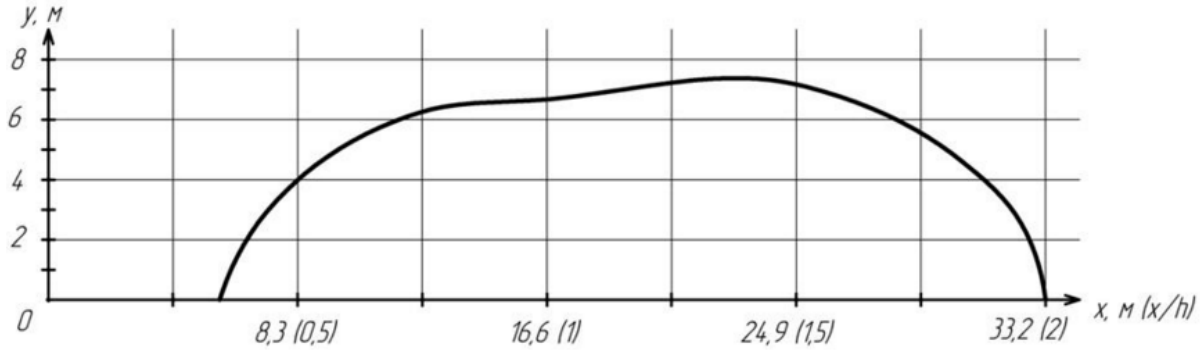


Рисунок 7.4 – Изолюкса прожектора ПСМ-50-1 с лампой ДРЛ-700 на расчетно горизонтальную поверхность.

На проектируемой подстанции устанавливаются 2 прожектора.

7.7 Молниезащита ОРУ

Госэнергонадзором рекомендована пользоваться таким документам как «Инструкция по устройству молниязащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникации» СО-153-34.21.122-2003 и со старыми РД 34.21.122-87.

Молниезащита подстанции осуществляется в соответствии с «Инструкцией по проектированию и устройству молниезащиты зданий и сооружений».

Территория подстанции находится в районе с грозовой деятельностью до 20 часов в году.

С экономической точки зрения, мы должны в качестве молниеприемников использовать уже имеющиеся металлические конструкции подстанции. Так как на подходе к подстанции мы имеем опору ВЛ 110кВ $h = 24{,}6$ с одной стороны и одну отдельно стоячи молниеотвод $h = 22м$ с другой стороны, то пробуем установить по одному молниеотводу по $5м$ и сечением не менее $d = 100мм$ на каждую опору. Далее просчитываем защиту объектов подстанции от ударов молнии [2].

Зону защиты просчитываем для двух стержневых молниеотводов разной высоты.

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

$$h_{01} = 0{,}92 \cdot h_1, \tag{7.10}$$

$$r_{01} = 1{,}5 \cdot h, \tag{7.11}$$

$$r_{x1} = 1{,}5 \cdot (h_1 - \frac{h_x}{0{,}92}). \tag{7.12}$$

Габаритные размеры внутренней области зоны защиты определяются по формулам:

$$r_c = 0{,}5 \cdot (r_{01} + r_{02}), \tag{7.13}$$

$$h_c = 0{,}5 \cdot (h_{c1} + h_{c2}), \tag{7.14}$$

$$r_x = r_c \cdot (h_c - h_x) / h_c. \tag{7.15}$$

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

$$h_{c1} = h_{01} - 0{,}14 \cdot (L - 1{,}5 \cdot h_1). \tag{7.16}$$

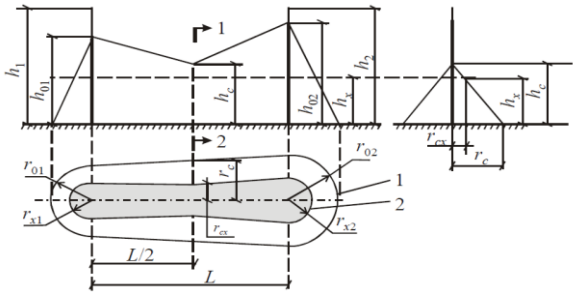


Рисунок 7.5 – Зона защиты двух стержневых молниеотвода разной высоты: 1 – граница зоны защиты на уровне земли; 2 – то же на уровне h_x.

Расчет проведем для первого и второго молниеотвода с формулы 7.10 до 7.16:

$$rc = \frac{ro1 + ro2}{2} = \frac{45 + 40{,}5}{2} = 42{,}75 м .$$

где:

$$r_{01} = 1{,}5 \cdot h = 1{,}5 \cdot 30 = 45 \ м ,$$

$$r_{02} = 1{,}5 \cdot h = 1{,}5 \cdot 27 = 40{,}5 \ м ,$$

$$h_c = \frac{h_{c1} + h_{c2}}{2} = \frac{25{,}56 + 22{,}63}{2} = 24 \ м .$$

где:

$$h_{c1} = h_{01} - 0{,}14 \cdot (L - 1{,}5 \cdot h_1) = 27{,}6 - 0{,}14 \cdot (56 - 45) = 25{,}46 \ м ,$$

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

$$h_{01} = 0{,}92 \cdot h_1 = 0{,}92 \cdot 30 = 27{,}6 \ м ,$$

$$h_{02} = 0{,}92 \cdot h_2 = 0{,}92 \cdot 27 = 24{,}8 \ м .$$

Далее находим радиус защиты на уровне самого высокого объекта подстанции т.е. $h_x = 6 м$ по формуле (7.12):

$$r_{x1} = 1{,}5 \cdot (h_1 - \frac{h_x}{0{,}92}) = 1{,}5 \cdot (30 - \frac{6}{0{,}92}) = 35{,}2 \ м,$$

$$r_{x2} = 1{,}5 \cdot (h_2 - \frac{h_x}{0{,}92}) = 1{,}5 \cdot (27 - \frac{6}{0{,}92}) = 30{,}7 \ м.$$

Находим ширину защищаемого коридора по центру между двумя опорами:

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

После этих расчетов рисуем зону молниезащиты на уровне $h_x = 6 \ м.$

Рисуем зону защиты (приложение А) и видим , что зона покрывает все объекты подстанции.

Заключение

В ходе дипломной работе проектировалась новая сеть Рахат – Узень 110 кВ, рассчитаны и выбраны силовые трансформаторы типа ТДН 10000/110/10 кВ и провод алюминиевый с железным сердечникам сечением 96 мм^2 (АС 95/16). Анализировали сети Мангистауской области в соответствий чего выяснил, что 80 % всех сетей были построены 70 и 80 годах прошлого столетия. Рассчитал режим работы сети Узень – Акку 110 кВ на программе «RastrWin3» в соответствий данными расчетов, что система с присоединённой подстанцией является статический устойчивой. Выбор основных электрических оборудований произведен путем значений токов коротких замыканий.

Экономические расчеты показали, что капитальные вложения на станцию составило 300 млн. тенге, а издержки 32,02 млн. тенге в год, что является относительно дешевой, и окупаемость составило 7 лет.

Для безопасной работы подстанции «Акку» 110/10 кВ было установлено заземляющие электроды, стержневые молний отводы от прямых попадании ударов молнии, а для персонала предусматриваются индивидуальные средства защиты.

Список литературы

1 Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин Электрооборудование станций и подстанций: Академия, 2007. - 448 с

2 Молниезащита электроустановок систем электроснабжения: учебное пособие/ А.В. Кабышев. – Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – 124 с.

3 Д.Л. Файбисовича «Справочник по проектированию электрических сетей»- Москва «Издательство НЦ ЭНАС», 2006 г. – 348 с.

4 Правила устройства электроустановок Республики Казахстан (ПУЭ). – Алматы, 2008. – 588 с.

5 С.С. Рокотян «Справочник по проектированию электрических систем»- Энергоатомиздат, 1985.

6 Идельчик В.И «Электрические системы и сети» Энергоатомиздат 1989г.

7 http://www.ukkz.com/

8 Программа разития территории мангистауской области на 2011 – 2015 годы.

9 Освящение электрических станций и подстанций. – 4-е изд., перераб. и доп. – М,: Энергоиздат, 1981. – 168 с., пл. – (Б-ка светотехника; Вып.6).

10 Закон РК Об электроэнергетике с изменениями и дополнениями от 11 апреля 2006 г.

11 Закон РК «Об энергосбережении и повышении энергоэффективности» от 13.01.2012 № 541-IV.

12 Самсонов В.С. Экономика предприятий энергетического комплекса: Учебник. - М., 2003.

13 Экономика и управление в энергетике: Учебное пособие. Под ред. Кожевников. - М., 2003.

14 Жакупов А. А., Валиева Л. Ш., Соколова И. С. Экономика отрасли. Конспект лекций для студентов специальности 5В071800 – Электроэнергетика - Алматы: АУЭС, 2013. – 50 с.

15 Деева А. И. Инвестиции. - М., 2004.

16 www.mrek.kz