МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

кафедра „Электрические станции, сети и системы"

«Допущен к защите»
Заведующий кафедрой к.т.н, доцент Хибетхулов Е.К.
(Ф.И.О., ученая степень, звание)
_____ «_____»_____ **20__ г.**
(подпись)

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: „Проектирование участка сети 500кВ „Алма – Талдыкорган"

Специальность 5В071800 „Электроэнергетика"

Выполнил (а) Ихласов М.Т. ЭС-12-2
(Фамилия и инициалы) группа

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

Консультанты:

по экономической части:
к.э.н, доцент Ботаева А.Ш.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «12» мая 2016 г.
(подпись)

по безопасности жизнедеятельности:
д.т.н, профессор Джебраев М.К.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «25» мая 2016 г.
(подпись)

по применению вычислительной техники:
_____
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «_____»_____20___г.
(подпись)

_____
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «_____»_____20___г.
(подпись)

Нормоконтролер: старший преподаватель Бокаева Н.С.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «30» мая 2016г.
(подпись)

Рецензент: К.Т.Н., проф. каф. „Энергообеспечение и автоматика" Исаханов М.Ж.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «_____»_____20___г.
(подпись)

Алматы 2016 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

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

ЗАДАНИЕ
на выполнение дипломного проекта

Студент Исаков Мирас Талгатович
(фамилия, имя, отчество)

Тема проекта Проектирование участка сети 500кВ "Алма – Талдыкорган"

утверждена приказом ректора № 148 от « 19 » сентября 2016 г.
Срок сдачи законченной работы « ___ » _____ 20___ г.
Исходные данные к проекту требуемые параметры результатов проектирования (исследования) и исходные данные объекта

1. Карта-схема ЕЭС РК;
2. Сведения о нагрузках;
3. Параметры линий;
4. Параметры автотрансформаторов.

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

1. Анализ существующей схемы сети;
2. Анализ перспективного развития схемы сети 500кВ;
3. Расчет режимов работы электрической сети 500кВ;
4. Расчет токов короткого замыкания и выбор основного оборудования проектируемой ПС-500/220/10кВ "Талдыкорган";
5. Выбор основного оборудования подстанции "Талдыкорган";
6. Экономическая часть;
7. Безопасность жизнедеятельности;
8. Компоновка ВЛ ВН и СВН.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

Слайд №1 – Цели и задачи
Слайд №2 – Схема электрических сетей 500кВ с проектируемым участком;
Слайд №3 – Анализ пропускной способности контролируемых сечений ЕЭС на перспективу до 2027г. и величина требуемого перетока мощности на транзите Север – Юг Курганской;
Слайд №4 – Выбор сечения проводов цепи 500кВ межсистемной электропередачи, АТ и главной схемы ПС «Западная»;
Слайд №5 – Схема замещения рассматриваемой сети 500кВ;
Слайд №6 – Схема потокораспределения нормального режима зимних нагрузок 2021г.
Слайд №7 – Схема потокораспределения в послеаварийном режиме;
Слайд №8 – Результаты расчётов потоков мощностей;
Слайд №9 – Главная схема ПС-500/220/10кВ «Западная»;
Слайд №10 – Заключение.

Рекомендуемая основная литература

1) Справочник по проектированию эл. сетей под ред. Файбисовича; 2) Справочник по проектированию подстанций 35-500кВ под ред. Рокотяна и Самойлова; 3) Электрические системы и сети под ред. Ершевской Р.А.; 4) Справочник по проектированию электроэнергетических систем под ред. Рокотяна и Шапиро; 5) Электрические системы и сети под ред. Идельчика В.И.; 6) Переходные процессы в электроэнергетических системах под ред. Крючкова И.П.; 7) Электромагнитные переходные процессы под ред. Хуцкова С.А.; 8) Новые средства передачи электроэнергии в энергосистемах под ред. Александрова П.Н.; 9) Мат. методы оптимизации инженера под ред. Сухарева В.П.; 10) Машины и материалы под ред. Александрова П.Н.; 11) Рук-во по проектированию многогранных опор и фундаментов и пил для ВЛ 110-500кВ.

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
Безопасность труда	д.т.н., проф. Долгобаев М.К.	25.05.2016г.	
Экологическая часть	к.э.н., доцент Балаева Л.Ш.	02.02 – 12.05.16г.	

Г Р А Ф И К
подготовки дипломного проекта

№ п/п	Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления руководителю	Примечание
1.	Исходные данные по ВЛ-500кВ	08.03.2016г.	
2.	Карта-схема существующих сетей 500 кВ	10.03.2016г.	
3.	Расчет режимов существующей сети 500 кВ без учёта третьей цепи транзита 500 кВ "Север-Юг"	15.03.2016г.	
4.	Расчет режимов существующей сети 500 кВ с учётом третьей цепи транзита 500 кВ "Север-Юг"	15.03.2016г.	
5.	Расчет режимов существующей сети 500кВ с учётом третьей цепи транзита 500кВ "Север-Юг" при подаче мощности 700МВт	18.03.2016г.	
6.	Расчёт токов короткого замыкания. Создание схемы-замещения прямой, обратной и нулевой последовательности.	10.04.2016г.	
7.	Выбор основного оборудования ПС "Талдыкорган"	20.04.2016г.	
8.	Расчёт молниезащиты ПС "Алма", расчёт заземления, гидравлический расчёт для создания завеса (водяной) на УШР, расчёт заземления ПС "Алма".	10.04.2016г.	
9.	Расчёт экономики ПС "Талдыкорган", ПС "Алма", ВЛ-500кВ, и определение кол. блоков и срок окупаемости	15.04.2016г.	

Дата выдачи задания «____» _____ 20___ г.

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

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

Задание принял к исполнению
студент _____ Ишанов М.Т.
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Аңдатпа

Дипломдық жобада орындалған талдау қолданыстағы 500 кВ желідегі негіздеу үшін жобалау ВЛ-500 кВ "Алма-Талдықорған", сұлбасы жасалды, есептелген параметрлері ӘЖ және есеп орындалды қалыпты белгіленген режимін және авариядан кейінгі режим. Әзірленді және электр қосылыстар сызбасы үшін КС "Талдықорған".Орындалды тоғын есептеу. К. З. шиналарда 500 кВ ҚС, "Талдықорған" және ПС "Алма", негізінде осы шаманың таңдалған коммутациялық жабдығы "КС-Талдықорған". Орындалды есептеу өзін-өзі ақтау мерзімі жобаның капиталдық салымдардың және жаңа 500 кВ-тық ӘЖ, жаңа "КС-Талдықорған" және кеңейтілетін бөлігінде ҚС "Алма". Өмір тіршілік Қауіпсіздік бөлімінде" есеп орындалды найзағайдан қорғау КС жерге орнату контурының КС және гидравликалық есептеу кезінде шыққаны УШР. Есептеулер орындалуы үшін ҚС "Алма". Талданатын қолданудың өзектілігі жинақы ӘЖ.

Аннотация

В дипломном проекте выполнен анализ существующей сети 500 кВ для обоснования проектирования ВЛ-500 кВ «Алма-Талдыкорган», составлена схема, рассчитаны параметры ВЛ и выполнены расчеты нормального установившегося режима и послеаварийного режима. Разработана схема электрических соединений для ПС «Талдыкорган». Выполнен расчет токов К.З. на шинах 500 кВ ПС «Талдыкорган» и ПС «Алма», на базе данных величин выбрано коммутационное оборудование ПС «Талдыкорган». Выполнен расчет срока окупаемости проекта и капитальных вложений в строительство новой ВЛ-500 кВ, новой ПС «Талдыкорган» и расширяемой части ПС «Алма». В разделе «Безопасность жизнедеятельности» выполнены расчеты молниезащиты ПС, контура заземления ПС и гидравлический расчет при возгорании УШР. Расчеты выполнены для ПС «Алма». Проанализирована актуальность применения компактных ВЛ.

Annotation

In diploma work is performed analysis of exist grids 500 kV for substantiate the design of Transmission Line-500 kV «Alma-Taldykorgan», made equivalent network, calculated lines parameters and performed calculation of normal mode, disaster mode. Worked out scheme of electrical connections for SS «Taldykorgan». Performed calculations of short-circuit current on 500 kV bars of SS «Alma» and SS «Taldykorgan», on base of these values is chosen commutation equipment of SS «Taldykorgan». Performed a calculation of project payback period and capital investments in construction of new Transmission Line-500 kV, new SS «Taldykorgan» and expanding part of exist SS «Alma». Performed calculation of SS lightning protection, calculation of earthings quantity for SS circuit and hydraulically calculation by controlled shunt reactor firing. All calculation is performed for SS «Alma». Made analysis of compact lines relevance.

Содержание

	Введение	8
1.	Анализ существующей сети	10
1.1	Необходимость сооружения новых ВЛ-500 кВ и подстанций	11
2.	Анализ перспективного развития схемы сети 500 кВ	11
2.1	Разработка присоединения ПС «Тадыкорган» и ПС«Алма»	12
2.2	Расчет и выбор сечения проводов новой ВЛ-500 кВ «Тадыкорган-Алма»	13
2.3	Расчет и выбор автотрансформатора для ПС «Тадыкорган»	14
2.4	Выбор схемы подстанций проектируемого участка	16
3.	Расчет режимов работы электрической сети 500 кВ	17
3.1	Математическая модель работы программы RASTR Win	17
3.2	Схема замещения и расчет нормального режима работы существующей сети 500 кВ (без учета новых ВЛ и ПС)	22
3.3	Расчет установившегося нормального режима работы сети 500 кВ с учетом ввода третьей цепи транзита 500 кВ Север-Восток-Юг (зимний максимум)	34
3.4	Расчет послеаварийного режима работы сети 500 кВ с вводом третьей цепи транзита 500 кВ Север-Восток-Юг (зимний максимум)	40
3.5	Расчет установившегося нормального режима сетей 500 кВ с учетом третьей цепи транзита 500 кВ Север-Восток-Юг (летний минимум)	45
3.6	Расчет послеаварийного режима работы сети 500 кВ с вводом третьей цепи транзита 500 кВ Север-Восток-Юг (летний минимум)	52
4.	Расчет токов короткого замыкания и выбор основного оборудования» проектируемой ПС «Талдыкорган»	58
5.	Выбор основного оборудования подстанции «Талдыкорган»	65
5.1	Выбор трансформаторов собственных нужд подстанций	66
5.2	Выбор шин ПС «Талдыкорган»	67
5.3	Выбор выключателей	69
5.4	Выбор разъединителей	70
5.5	Выбор ограничителей перенапряжений	70
5.6	Выбор измерительных трансформаторов тока	71
5.7	Выбор измерительных трансформаторов напряжения	74
6.	Экономическая часть	76
6.1	Технико-экономическое обоснование строительства подстанций и ЛЭП 500 кВ	76
6.2	Расчет технико-экономических показателей подстанций и ЛЭП	78
6.3	Показатели финансово-экономической эффективности инвестиций	86

7. Безопасность жизнедеятельности 92
7.1 Общие положения 92
7.2 Перечень оборудования 92
7.3 Главные вопросы по расширению ПС-500/220/10кВ «Алма» 94
7.4 Расчет молниезащитного устройства подстанции 94
7.5 Расчет заземляющего устройства 99
7.6 Противопожарная безопасность подстанции 102
8. Компактные ВЛ ВН и СВН 106
8.1 Критический анализ ВЛ на базе унифицированных опор и внедрение современных стальных многогранных опор 106
8.2 Компактные ВЛ ВН и СВН 107
8.3 Конструкции компактных воздушных линий 108
8.4 Расчет погонных параметров компактных ВЛ ВН и СВН 113
8.5 Конструкции компактных воздушных линий ВН (220 кВ) и СВН (330 кВ и выше) 118
Заключение 124
Список литературы 125
Перечень сокращений 126

Введение

Республика Казахстан обладает значительными запасами энергетических ресурсов - нефти, газа, угля, урана и др. В производстве электрической и тепловой энергии в Единой электроэнергетической системы РК (далее – ЕЭС РК) значительное место занимают энергетические угли (до 75% всей выработки электроэнергии), балансовые запасы которых оцениваются в 36 млрд.тонн, а геологические – 178 млрд.т.

Основные месторождения энергетических углей (Экибастузское, Шубаркольское, и др.) расположены в Северной зона ЕЭС Казахстана и, соответственно, здесь сконцентрированы основные генерирующие мощности Казахстана (ЭГРЭС-1, ЭГРЭС-2, ЕЭК и др). Северная зона ЕЭС РК экспортирует электрическую энергию в приграничные регионы РФ (Омская обл. и др.), а также по транзиту 500 кВ Север-Юг Казахстана в Южную зону ЕЭС РК, где имеет место острый дефицит собственных генерирующих мощностей. Ниже приведен прогнозный баланс мощности и электроэнергии РК на период до 2021 г. (таблица 1).

Таблица 1 – Баланс мощности Южной зоны на час совмещенного максимума нагрузок по ЕЭС Казахстана на период 2015-2021 годы, МВт

№	Наименование	прогноз						
		2015 г.	2016г.	2017г.	2018г.	2019г.	2020г.	2021 г.
1.	Максимальная электрическая нагрузка	3360	3495	3661	3802	3956	4114	4230
2.	Необходимый резерв	336	350	365	375	762	762	762
	- первичный	67	71	73	71	102	102	102
	- вторичный	269	280	293	304	660	660	660
	I. Существующие станции							
а.	Установленная мощность	3349	3349	3349	3229	3229	3229	3229
	Рабочая мощность	2423	2418	2455	2325	2320	2330	2328
б.	Дефицит (+), избыток (-)	937	1077	1206	1476	1635	1784	1902
Планируемые к вводу генерирующие мощности (новое строительство, расширение, восстановление)								
а.	Установленная мощность	56	209	386	405	1958	1958	1958
	Рабочая мощность	4	75	83	83	1304	1304	1304
	Балхашская ТЭС(1320					1221	1221	1221
б.	Дефицит без учета необходимого резерва	933	1001	1123	1393	331	479	598
	Перетоки с Северной зоной	933	1001	1123	1393	331	479	598
	Дефицит (+), избыток (-)	1269	1352	1488	1768	1093	1241	1359
	Регулирование из Северной зоны	336	349	227	375	762	762	762

Южная зона ЕЭС РК имеет значительный дефицит собственных генерирующих мощностей, который в перспективе 2021 г. возрастет с 1269 МВт (2015 г.) до 1359 МВт (2021 г.)

Таблица 2 – дефицит собственных генерирующих мощностей, МВт

Наименование	2015г.	2016г.	2017г.	2018г.	2019г.	2020г.	2021г.
Дефицит (+), избыток (-) с учетом необходимого резерва	1269	1352	1488	1768	1093	1241	1359
Регулирование из Северной зоны	336	'349	227	375	762	762	762

Вместе с тем, нерегулярные колебания перетока по транзиту 500 кВ Север-Юг Казахстана составляют 336 МВт (2015г.) с ростом до 762 МВт (2021г.). Нерегулярные колебания перетока мощности обусловлены возможными изменениями в балансе мощности ОЭС ЦА – Узбекистана и Кыргызстана.

В результате, в 2015 г. переток мощности по действующему двухцепному транзиту 500 кВ (2хВЛ-500 кВ) достигал значения 1605 МВт при проектной мощности электропередачи 1350 МВт. Указанная ситуация приводила к необходимости работы противоаварийной системной автоматики (ПА), в результате чего Южная зона ЕЭС РК неоднократно (5-6 делений сети в год) выделялась на изолированную работу от ЕЭС Казахстана.

Согласно прогнозного баланса ЕЭС РК, утвержденного приказом Минэнерго РК от 31.03.2015 г. № 249, к 2021 г. величина требуемого перетока мощности достигнет 2121 МВт, что обуславливает настоятельную необходимость сооружения третьей цепи 500 кВ транзита Север-Юг Казахстана.

В данной работе рассматривается проектирование участка ВЛ-500кВ «Алма – Талдыкорган», который является частью проекта «Строительство ВЛ 500 кВ ШГЭС (Семей) – Актогай – Талдыкорган – Алма». Строительство новой ветви транзита 500кВ решает следующие задачи:

1) усиление межсистемной связи Северная зона ЕЭС РК с Южной зоной ЕЭС РК путем строительства ВЛ-500 кВ ПС Экибастузская-500 кВ – ПС Семей-500 кВ – ПС Усть-Каменогорск-500 кВ;

2) это обеспечит увеличение пропускной способности транзита 500 кВ Север-Юг Казахстана до 1950 МВт и повышение устойчивости параллельной работы Южной зоны ЕЭС РК с ОЭС ЦА.

При сооружении участка сети 500кВ «Алма – Талдыкорган» требуется расширение ПС-500/220/10кВ «Алма», а также строительство новой подстанции ПС-500/220/10кВ «Талдыкорган».

В проекте в качестве спец. части рассматривается вариант сооружения участка сети 500кВ «Алма – Талдыкорган» на базе компактной ВЛ-500 кВ повышенной натуральной мощности.

Исходными данными для проектирования являются:

-конфигурация и параметры существующей сети (мощности, схемы подстанций, номинальные напряжения),

-географическое расположение новых пунктов,

-данные о потребителях электроэнергии,

-данные о действующих и планируемых к строительству энергоисточниках (тип, напряжение на шинах в различных режимах, коэффициент мощности генераторов).

В проекте выполнен технико-экономический расчет сооружения ВЛ-500 кВ, ПС «Талдыкорган» и расширения ПС «Алма».

Для участка ВЛ-500 кВ Талдыкорган-Алма производится более детальный расчет рабочих и послеаварийных режимов работы и анализ экономической эффективности с помощью экономических коэффициентов и показателей.

Проектом предусматривается выбор основного оборудования подстанций, анализ главной схемы, а также установка управляемого шунтирующего реактора (далее – УШР), решаются вопросы безопасности жизнедеятельности.

1 Анализ существующей схемы сети

Действующий транзит 500кВ «Север-Юг» включает 2хВЛ-500 кВ натуральной мощностью 900 МВт каждая, общей пропускной способостью с учетом запаса по статической устойчивости ($k_{ЗАП.СТАТ.}$=20%) 1350 МВт.

Узловая ПС-500/220/10кВ «Алма» обеспечивает надежность электроснабжения гг. Алматы и Капшагай, а также ряда объектов с/х и промышленного назначения.

Трасса проектируемой ВЛ-500 кВ Талдыкорган – Алма проходит по территории Коксуйского, Кербулакского, Балхашского, Талгарского и Илийского районов Алматинской области. Протяженность трассы ВЛ 500кВ составляет 204,4 км.

Для выбора конструкции ВЛ-500 кВ, а также подстанций (порталы (шинные и линейные), ошиновка, шинные мосты, и т.д.) используются следующие расчетные климатические условия:

- минимальные температуры,
- толщина стенки гололеда,
- скорость ветра.

Расчетные климатические параметры для проектируемой ВЛ 500кВ Талдыкорган – Алма приняты по материалам метеостанции Алма и

Талдыкорган, с учетом нормативных материалов и опыта эксплуатации линий.

Расчетная температура самой холодной пятидневки - минус 29 °С.

Нормативные скоростные напоры ветра на высоте 10 м составляют:

- максимальный 0,80 кПа (80 даН/м2);
- при гололеде 0,20 кПа (20 даН/м2).

Район по гололеду - второй, толщина стенки эквивалентного гололеда – 15мм. Район по пляске проводов - умеренный.

Среднегодовая продолжительность гроз 40-60 часов.

Таким образом, рассматриваемая территория относится к III району с ветровым давлением равным 0,38 кПа (38 даН/м2) повторяемостью 1 раз в 25 лет. Расчетный район гололедности для трассы ВЛ - II.

1.1 Необходимость сооружения новых ВЛ-500 кВ и подстанций

Основанием для строительства ВЛ-500 кВ длинной 204.4 км, расширения действующей ПС-500 кВ Алма и строительства новой ПС-500 кВ Талдыкорган является наличие острого дефицита собственных генерирующих мощностей в Южной зоне ЕЭС РК электрических нагрузок, а также необходимость усиления межсистемных связей 500 кВ для обеспечения требований по статической устойчивости электропередачи в нормальном и послеаварийном режимах.

В спецчасти проекта (раздел 8) рассматривается конструкция и возможность сооружения компактной ВЛ-500 кВ повышенной натуральной мощности.

2 Анализ перспективного развития схемы сети 500 кВ

Рассматривается упрощенная карта-схема сети 500 кВ региона и проектируемого участка сети новой ВЛ-500 кВ транзита Север-Юг Казахстана (рисунок 2.1).

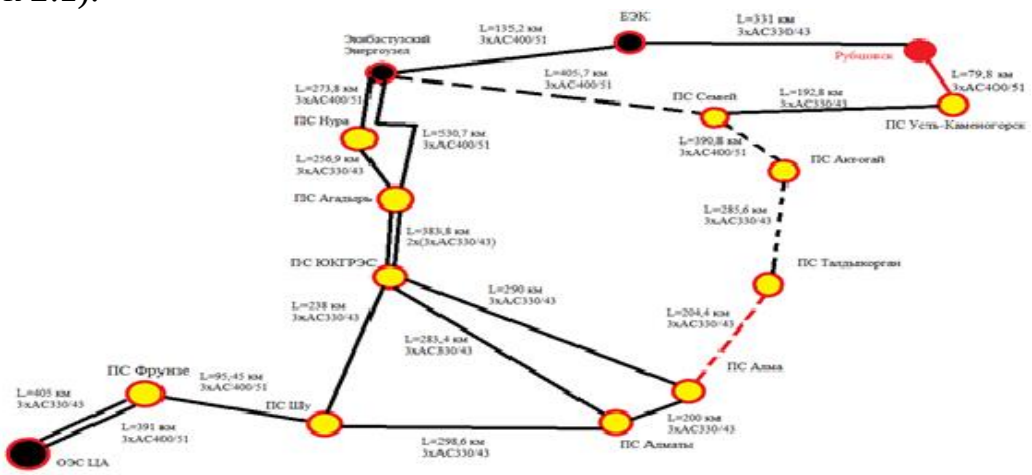


Рисунок 2.1 – карта-схема сети 500 кВ региона

Согласно прогнозного баланса мощности, утвержденного приказом министра энергетики РК от 31.03.2015 г. № 249 рост нагрузок до 2021 г. обуславливает необходимость проектирования и последующего строительства третьей цепи ВЛ-500 кВ Север-Восток-Юг.

Согласно данным Института экономических исследований РК по схеме развития и размещения производительных сил на перспективу до 2030 г., и применения укрупненных удельных норм расхода электроэнергии для производственных и др. объектов отраслей промышленности и народного хозяйства рассчитываются показатели перспективного роста электропотребления в разрезе областей РК и, соответственно нагрузки проектируемых подстанций.

Таблица 2.1- Расчетные нагрузки подстанций

Подстанция	Существующие нагрузки отчетного года (2014г.)	Перспективные нагрузки
	R+jQ, МВт	
ПС Семей	44,1+j20	53,6+j24,3
ПС Актогай	23,8+j10	28,9+j12,1
ПС Талдыкорган	268,8+j53,2	326,7+j64,6
ПС Алма	580+j24,4	701,8+j29,52

Годовой расход энергии, потребляемой промышленным предприятием, определяется по выражению:

$$A_{ГОД} = P_P \cdot T_{MAX}, \quad (2.1)$$

где P_P – расчетная активная нагрузка k-го года;

T_{MAX} =5000 час/год – годовое число часов использования максимума активной мощности, определяемое в зависимости от сменности предприятия.

2.1 Обоснование проектирования участка сети 500 кВ ПС «Талдыкорган» и ПС «Алма»

Основным критерием при разработке вариантов развития электрической сети являются экономичность при одновременном выполнении требований надежности к системам электроснабжения, качества электроэнергии и бесперебойного питания для данных категорий потребителей.

Необходимость ввода новой подстанции 500/220/10кВ «Талдыкорган», обусловлена требованиями надежности электроснабжения региона в связи с вводом в действие в период 2016-2020 годов большого количества

промышленных и коммерческих предприятий, а также жилых районов в городе Талдыкорган и электроснабжения с/х предприятий в прилегающих районах.

Необходимость расширения существующей подстанции 500/220/10кВ «Алма» определяется присоединением ВЛ-500кВ «ШГЭС (Семей) – Актогай – Талдыкорган – Алма»» вследствие чего, требуется установка реакторной ячейки на ОРУ-500 кВ, для подключения управляемого шунтирующего реактора (УШР).

Вышесказанное подтверждает необходимость проектирования участка сети 500 кВ.

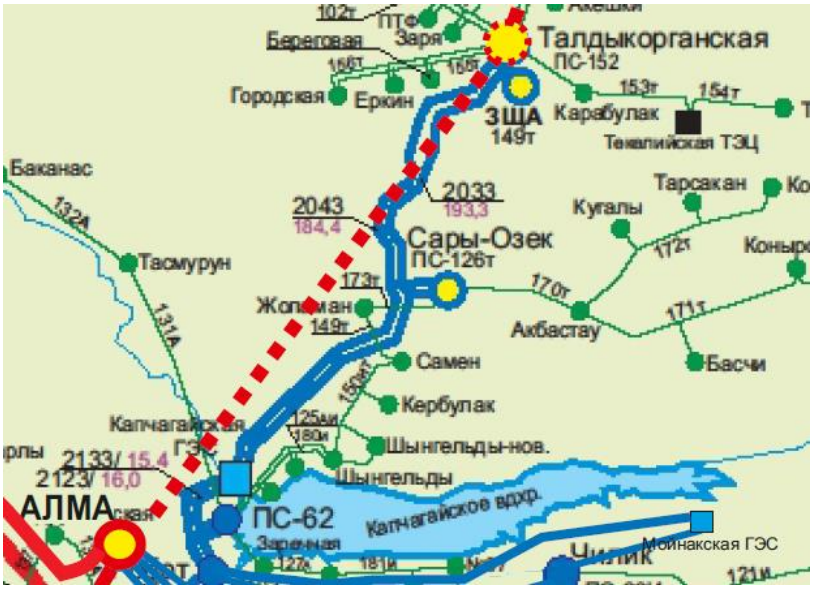


Рисунок 2.2 – карта-схема присоединения ПС «Талдыкорган» и ПС «Алма»

2.2 Расчет и выбор сечения проводов новой ВЛ-500 кВ Талдыкорган – Алма

Для выбора сечения проводов новой ВЛ-500 кВ, входящей в состав третьей цепи 500 кВ межсистемной связи транзита Север-Юг Казахстана – ОЭС Центральной Азии выполняется расчет потокораспределения мощностей по трем цепям 500 кВ «Север-Юг» Казахстана в режиме максимальных зимних нагрузок с пошаговым утяжелением режима до предела по статической устойчивости межсистемной связи.

Выполненные расчеты данного режима (рисунок А-5) показали, что максимальный расчетный переток мощности по новой ВЛ-500 кВ составит 655,8 МВт или:

$$I_{\text{расч.макс.}} = \frac{P_{\text{мак.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{655,8}{\sqrt{3} \cdot 500} = 758,1 \text{ А}$$

На ВЛ-500 кВ, выполненных на унифицированных опорах применяют расщепление фаз на n=3хАС-300 или 3хАС-400 проводов с установкой дистанционных трех распорок между составляющими проводами длиной d=40 см. В соответствие с этим, величина тока для одного из трех составляющих проводов в фазе составит:

$$I_{\text{сост.пров.}} == \frac{I_{\text{расч.макс.}}}{3} = \frac{758,1}{3} = 252,7 \text{ А}$$

С учетом экономической плотности тока $J_{\text{эк}} = 0,9 \frac{\text{А}}{\text{мм}^2}$ расчетное сечение единичного провода составит 281 мм^2. Выберем стандартное для ВЛ-500 кВ сечение провода 3хАС-330. Параметры провода АС-330/43 сведены в таблицу 2.2.

Таблица 2.2 – Параметры проводов 3хАС-330

Марка провода	Число и диаметр проволок, мм		Расчетный диаметр, мм		Сопротивление постоянному току при 20 °С, Ом/ км, не более	Строительная длина, м. не менее
	алюминиевых	стальных	стального сердечника	провода		
АС 330/43	54 х 2,80	7 х 2,80	8,4	25,2	0,0869	2000

2.3 Расчет и выбор автотрансформатора для ПС «Талдыкорган»

В соответствии с приведенными нагрузками потребителей, учитывая требования к надежности электроснабжения потребителей I, II и III категорий и к качеству электроэнергии, будет устанавливаться трехфазная группа однофазных автотрансформаторов с резервной фазой номинальным напряжением 500/220/10кВ.

Номинальная мощность автотрансформаторов выбирается по расчетной максимальной мощности потребителей, заданной в перспективных нагрузках. Для подстанции с одной группой автотрансформаторов (без учета резервной фазы) мощность выбирается из следующего условия [4]:

$$S_{\text{ном.ат}} = S_{\text{р}} \qquad (2.2)$$

где $S_{ном.ат}$ – номинальная мощность автотрансформатора, МВА;

$S_р$ – расчетная нагрузка подстанции (полная максимальная нагрузка подстанции), МВА.

Находится номинальная мощность автотрансформатора по формуле (2.2):

$$S_{ном.ат} = 263{,}25 \ \ МВА$$

С учетом того, что ПС Талдыкорган является узловой подстанцией энергосистемы, которая должна обеспечивать электроснабжение прилегающего к ней региона на длительную перспективу (30-50 лет) примем к установке трехфазную группу однофазных автотрансформаторов номинальной мощностью 3х167 МВА типа АОДЦТН – 167000/500/220. Регулирование на подстанции предусмотрено с помощью РПН на стороне ВН АТ в пределах 12%, 6 ступеней.

Коэффициент загрузки в нормальном режиме определяется по формуле:

$$k_з = \frac{S_р}{S_{н.АТ}} \qquad (2.3)$$

Определим коэффицент загрузки в нормальном режиме по формуле (2.3):

$$k_з = \frac{263{,}25}{3 \cdot 167} = 0{,}525$$

Параметры трансформатора приведены в таблице 2.2

Таблица 2.2. – Основные параметры выбранного автотрансформатора

Параметр однофазного автотрансформатора	Значение параметра
Тип автотрансформатора	АОДЦТН–167000/500
Номинальная мощность трансформаторов $S_{ном}$, МВА	167
Номинальное напряжение обмотки высокого напряжения Uв.н, кВ	500
Номинальное напряжение обмотки среднего напряжения Uс.н, кВ	220
Номинальное напряжение обмотки низкого напряжения Uн.н, кВ	10,5
Потери холостого хода ΔРх, кВт	125
Потери короткого замыкания ΔРк, кВт	325

Продолжение таблицы 2.2

Параметр однофазного автотрансформатора	Значение параметра
Напряжение короткого замыкания Uк, %:	-
Uк (ВН-СН),%	11
Uк (ВН-НН),%	35
Uк (СН-НН),%	21,5
Ток холостого хода I_0 , %	0,4

2.4 Выбор схем подстанций проектируемого участка

2.4.1 Выбор схемы подстанции 500/220/10 кВ «Талдыкорган»

Выбор главной схемы электрических соединений ПС Талдыкорган осуществляется с учетом схемы развития данных сетей и прилегающей системы, учитывая схему электроснабжения района. В данном случае выбирается узловая подстанция, так как на ОРУ-500 кВ присоединены две отходящие ВЛ-500 кВ, а также ОРУ-220 кВ присоединены 4 отходящих ВЛ.

Согласно [2] на ОРУ-500 кВ подстанций рекомендуется присоединение отходящих ВЛ и АТ по типовой схеме – Трансформаторы – шины с присоединением ВЛ-500 кВ через два выключателя. На ОРУ-220 кВ при числе отходящих ВЛ-220 кВ, равном 4-м рекомендуется типовая схема - две секционированные системы шин с обходной.

Предусмотрено строительство здание ОПУ, которое собирается из утепленных панелей и рассчитанное для установки терминалов релейной защиты и автоматики, системы мониторинга и управления, устройств связи и телемеханики. Также в этом здании предусмотрены комнаты для дежурного персонала и оперативно-выездной бригады.

На рисунке 2.5 представлена типовая схема подключения ПС-500/220/10 кВ Талдыкорган.

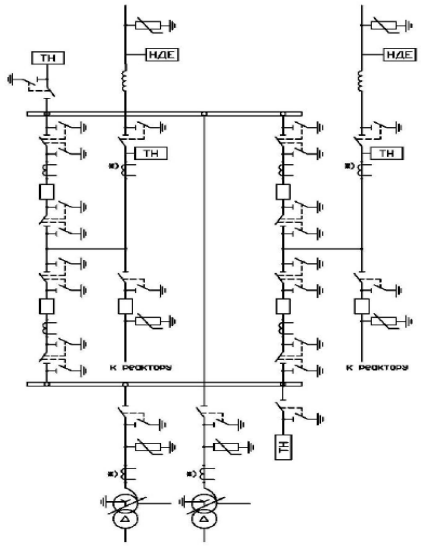


Рисунок 2.5 – Типовая схема ОРУ- 500 кВ ПС Талдыкорган

Схема ОРУ-500 кВ ПС «Талдыкорган» включает в себя два блока с выключателями и реакторную ячейку (Приложение Б) [2,3,4].

На стороне низкого напряжения (10 кВ) предусматривается комплектное распределительное устройство наружной установки (КРУН).

2.4.2 Выбор схемы подстанции 500/220/10 кВ «Алма»

ПС-500/220/10 кВ «Алма» расширяется на 2 (две) ячейки в одну из которых включен управляемый шунтирующий реактор мощностью 180 МВар. Для расширения ОРУ-500 кВ подстанции рекомендуется присоединение отходящих ВЛ и АТ по типовой схеме – Трансформаторы – шины с присоединением ВЛ-500 кВ через два выключателя (рисунок 2.5).

Шкафы размещаются в модульном здании.

Применяется гибкая ошиновка с расщеплением фазы на n=3 составляющих, а также используются порталы.

Оперативный ток на подстанции постоянный с аккумуляторной батареей для питания автоматики в случае отключения основного питания.

Защита оборудования на подстанции от перенапряжений производится с помощью ограничителей перенапряжения, которые присоединяются к шинам высокого и низкого напряжения.

3. Расчет режимов работы электрической сети 500 кВ

В работе рассматривается расчет режимных характеристик сетей 500 кВ с нагрузками зимнего максимума и летнего минимума.

3.1 Математическая модель работы программы RASTR Win

Математическая модель, используемая в программе RASTRWin, базируется на использовании метода Ньютона для расчетов установившихся режимов работы сложнозамкнутых сетей электроэнергетических систем, в состав которых входя т сотни узлов и тысячи ветвей [5].

Нелинейные уравнения, описывающие в матричной форме режимы работы электрических сетей, содержат задающие токи нагрузок и генераторов:

$$J_k = \frac{S_k}{\sqrt{3} \cdot U_k^*} \qquad (3.1)$$

где $S_k = const$ – комплекс полной мощности, подключенной в k-м узле схемы замещения сети; U_k^* - сопряженный комплекс напряжения в k-м узле.

В матричной форме записи нелинейные уравнения имеют вид:

$$Y_у U = \sqrt{3} J(U) - Y_{кб} U_б \qquad (3.2)$$

Умножая обе части данного матричного уравнения на диагональную матрицу сопряженных комплексов узловых напряжений $U^*_{диаг}$ получим запись данных уравнений в форме баланса мощностей:

$$U^*_{диаг}(Y_у U + Y_{кб} U_б) = S^* \qquad (3.3)$$

Перенесем матрицу задающих мощностей узлов в правую часть уравнения и получим матричное уравнение в виде:

$$W(X, Y) = 0 \qquad (3.4)$$

где W — вектор-функция;

X и Y — вектор-столбцы зависимых и независимых параметров режима.

Эти уравнения связывают между собой параметры установившегося режима электрической системы. Часть параметров режима задана, как правило это мощности нагрузок и генераторов в узлах схемы (независимые переменные). Обозначим вектор-столбец независимых переменных при расчете установившегося режима Y. Остальные (зависимые) переменные, это узловые напряжения, могут быть найдены из уравнений установившегося режима. Обозначим вектор-столбец зависимых переменных X. Число зависимых переменных $X_к$ равно числу уравнений установившегося режима. Это означает, что вектор-функция W и вектор-столбец X имеют одинаковую размерность.

Разделение параметров режима на зависимые и независимые переменные играет важную роль при оптимизации режимов, при определении предельных по статической апериодической устойчивости режимов и при исследовании существования и единственности решения уравнений установившегося режима.

При расчетах установившегося режима вектор независимых переменных задан, т. е. Y=const. Нелинейную систему уравнений установившегося режима можно записать в следующем виде, вытекающем из (3.4) при Y = const:

$$W(X) = 0 \qquad (3.5)$$

Число уравнений в этой системе равно числу зависимых переменных $X_к$, т. е. равно размерности вектора X. В результате решения уравнений установившегося режима (3.5) можно найти все зависимые переменные $X_к$.

Решение нелинейных алгебраических и трансцендентных уравнений методом Ньютона эффективно, так как при сравнительно несложной схеме вычисления он обладает быстрой сходимостью. Метод Ньютона пригоден для решения обширного класса нелинейных уравнений. Идея метода Ньютона состоит в последовательной замене на каждой итерации системы нелинейных уравнений некоторой линейной системой, решение которой дает значения неизвестных, более близкие к решению нелинейной системы, чем исходное приближение. Запишем уравнение в виде:

$$W(X) = 0 \tag{3.6}$$

Решение уравнения X— точка, в которой кривая w(x) проходит через нуль (рисунок 3.1). Зададим начальное приближение $x^{(0)}$.

Запишем линейное уравнение в окрестностях точки $x^{(0)}$:

$$w(x^{(0)}) + \frac{dw}{dx}(x^{(0)}) \cdot (x - x^{(0)}) = 0 \tag{3.7}$$

левая часть которого представляет собой два первых члена разложения функции W(X) *в* ряд Тейлора. Решим линейное уравнение (3.7) и определим поправку $\Delta X^{(1)}$ к начальному приближению:

$$\Delta X^{(1)} = X^{(1)} - X^{(0)} = -\frac{w(x^{(0)})}{\frac{dw}{dx}(x^{(0)})} \tag{3.8}$$

За новое приближение неизвестного принимаем:

$$X^{(1)} = X^{(0)} + \Delta X^{(1)} = X^{(0)} - \frac{w(x^{(0)})}{\frac{dw}{dx}(x^{(0)})} \tag{3.9}$$

Аналогично определяются следующие приближения:

$$X^{(i+1)} = X^{(i)} + \Delta X^{(i+1)} = X^{(i)} - \frac{w(x^{(i)})}{\frac{dw}{dx}(x^{(i)})} \tag{3.10}$$

Итерационный процесс сходится, если функция w(x) становится близкой к нулю. Сходимость считается достигнутой, если абсолютная величина невязки (или небаланса) меньше заданной точности ε, т. е. при:

$$\left|w(X^{(i)})\right| \le \varepsilon \qquad (3.11)$$

Отметим, что контроль сходимости по величине поправки $\Delta X^{(i)}$ может привести к неверным результатам. Дадим геометрическую интерпретацию метода Ньютона (рисунок 3.1).

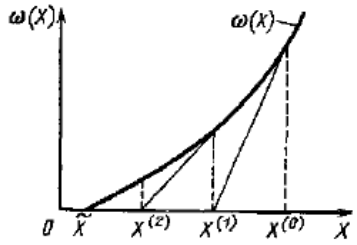


Рисунок 3.1 – итерационный процесс метода Ньютона.

Один шаг метода Ньютона сводится к замене кривой w(x) на прямую $w\left(x^{(0)}\right) + \frac{dw}{dx}\left(x^{(0)}\right) \cdot \left(x - x^{(0)}\right)$, которая является касательной к этой кривой в точке $x = x^{(0)}$. Поэтому метод Ньютона называют также методом касательных. Приближение $X^{(i+1)}$ есть точка пересечения касательной к кривой w(x) в точке $x = x^{(i)}$ с осью x (Рисунок 3.1).

Решение узловых уравнений баланса мощности**.**

Запишем уравнение узловых напряжений в форме баланса мощностей для k-ого узла в следующем виде:

$$W_{SK}(U) = S_K^* - Y_{KK} U_k U_k^* - \sum_{j=1}^{n+1} Y_{KI} U_I U_k^* \qquad (3.12)$$

В этом выражении слагаемое $Y_{k6} U_6 U_k^*$ внесено в сумму, причем к балансирующему узлу дан номер n+1. Функция $W_{Sk}(U)$ соответствует небалансу мощности в k-м узле. Для того чтобы оперировать с вещественными величинами, выделим в уравнении (3.12) действительные и мнимые части:

$$W_{SK}(U) = w_{Pk}(U', U'') + j w_{Qk}(U', U'')$$

Здесь w_{Pk}, w_{Qk} - соответственно небалансы активных и реактивных мощностей в узле k; U', U'' - вектор-столбцы действительных и мнимых составляющих напряжений.

В качестве неизвестных при решении уравнений установившегося режима могут использоваться:

1) модули и фазы напряжений в узлах U и δ;

2) вещественные и мнимые составляющие напряжений U', U''.

При машинных расчетах используют модули и фазы напряжений в узлах U и δ.

Уравнения баланса мощностей для 6-го узла при переменных U, δ можно получить из (3.12) в следующем виде:

$$w_{Pk} = P_k - g_{kk}U_k^2 - U_k \cdot \sum_{j=1}^{n+1} U_1(g_{ki} \cdot \cos\delta_{ki} - b_{ki} \cdot \sin\delta_{ki}) \qquad (3.13)$$

$$w_{Qk} = Q_k - b_{kk}U_k^2 - U_k \cdot \sum_{j=1}^{n+1} U_1(g_{ki} \cdot \cos\delta_{ki} + b_{ki} \cdot \sin\delta_{ki}) \qquad (3.14)$$

где: $\delta_{ki} = \delta_k - \delta_i$

В этом случае:

$$\frac{dw}{dx} = \begin{vmatrix} \frac{dw_P}{dU} & \frac{dw_P}{d\delta} \\ \frac{dw_Q}{dU} & \frac{dw_Q}{d\delta} \end{vmatrix} \qquad (3.15)$$

т. е. элементы матрицы Якоби — это частные производные небалансов активной и реактивной мощностей по модулям и фазам напряжений узлов. Если активные и реактивные мощности заданы во всех узлах, то число уравнений узловых напряжений баланса мощности и число переменных U_k и δ_k равны $2n$.

Определитель матрицы Якоби (якобиан) уравнений установившегося режима в форме баланса мощности (3.15) при задании в генераторных узлах $P_г$ и $U_г$, равен свободному члену характеристического уравнения переходных процессов в электрической системе, если выполняются определенные условия. Это обстоятельство может эффективно использоваться для анализа статической апериодической устойчивости в ходе расчета установившегося режима по методу Ньютона.

Для проектирования ВЛ задаются нагрузки в узлах сети по Таблице 2.1. Так же как и перспективные нагрузки, это является исходными данными. Проектируемая ВЛ-500 кВ, ПС-500/220/10 кВ «Алма» и ПС-500/220/10 кВ «Талдыкорган» имеет лишь перспективные нагрузки.

Дальнейшие расчеты произведены с учетом перспективных нагрузок. Схема замещения сетей 500 кВ с присоединением ПС-500/220/10 кВ «Алма» и ПС-500/220/10 кВ «Талдыкорган» находится в Приложении А (рисунок А-1).

3.2 Схема замещения и расчет нормального режима работы существующей сети 500 кВ (без учета новых ВЛ и ПС)

Для оценки нагрузочной способности существующих ВЛ электрической сети были проведены расчеты с использованием программы RASTR WIN. Расчетной схемой является схема замещения сети 500 кВ представленной в Приложении А (рисунок А-1).

В Таблице 3.1 указаны длины линий и марка проводов по которым определены параметры схемы замещения ВЛ.

Таблица 3.1 –Длины линий и марка проводов по участкам

Участок сети	Длина, км	Марка провода
1-12	273,8	3xAC 400/51
12-16	256,9	3xAC 330/43
1-16	530,7	3xAC 400/51
1-2	135,2	3xAC 400/51
2-3	331	3xAC 330/43
3-4	79,8	3xAC 400/51
4-8	192,8	3xAC 330/43
1-8	405,7	3xAC 400/51
16-20	383,8	3xAC 330/43
	383,8	3xAC 330/43
20-24	238	3xAC 330/43
24-44	95,45	3xAC 400/51
44-48	391	3xAC 400/51
	405	3xAC 330/43
20-28	283,4	3xAC 330/43
24-28	298,6	3xAC 330/43
20-32	290	3xAC 330/43
28-32	200	3xAC 330/43
8-36	390,8	3xAC 400/51
36-40	285,6	3xAC 330/43
32-40	204,4	3xAC 330/43
30-34	67,42	3xAC 330/43

Удельные параметры проводов указаны в таблице 3.2 согласно [4]:

Таблица 3.2 – параметры проводов АС

Марка провода	Активное сопротивление, Ом/км	Индуктивное сопротивление, Ом/км	Емкостная проводимость, См/км
АС-330/43	$r_0 = 0{,}029$	$x_0 = 0{,}308$	$b_0 = 3{,}6 \cdot 10^{-6}$
АС-400/51	$r_0 = 0{,}025$	$x_0 = 0{,}306$	$b_0 = 3{,}62 \cdot 10^{-6}$

Расчет параметров схемы замещения проводится по следующим формулам:

$$R = r_0 \cdot L$$
$$X = X_0 \cdot L$$
$$B = B_0 \cdot L$$
$$X_0 = 0{,}144 \cdot \lg \frac{D_{ср.г.}}{r_э} \qquad (3.2.1)$$
$$B_0 = \frac{7{,}58}{\lg \frac{D_{ср.г.}}{r_э}} \cdot 10^{-6}$$

где: $r_э = \sqrt[n]{r_{пр} \cdot d^{n-1}}$ – эквивалентный радиус фазы;

n – количество составляющих в фазе;

$r_{пр}$ – радиус одиночного провода;

d – шаг расщепления.

Расчет параметров участка ВЛ-500 кВ «ЭГРЭС-1 – ПС Нура» по формулам (3.2.1):

$$R = 0{,}075 \cdot 273{,}8 = 20{,}5 \frac{Ом}{км};$$
$$X = 0{,}287 \cdot 273{,}8 = 78{,}58 \frac{Ом}{км};$$
$$B = 3{,}802 \cdot 10^{-6} \cdot 273{,}8 = 1040{,}98 \cdot 10^{-6} \frac{См}{км};$$
$$X_0 = 0{,}144 \cdot \lg \frac{12}{0{,}121} = 0{,}287 \frac{Ом}{км};$$
$$r_э = \sqrt[3]{11{,}28 \cdot 400^{3-1}} = 121{,}75 (мм);$$
$$B_0 = \frac{7{,}58}{\lg \frac{12}{0{,}121}} \cdot 10^{-6} = 3{,}802 \cdot 10^{-6} \frac{См}{км}.$$

Дальнейшие расчеты проведены для каждого участка и все данные сведены в таблицу 3.3.

Таблица 3.3 – Расчетные параметры линий для схемы замещения

Участок сети	Активное сопротивление, R, Ом/км	Индуктивное сопротивление, X, Ом/км	Емкостная проводимость, B,10^{-6} См/км
1-12	20,5	78,58	1040,98
12-16	7,4	74,2	970,05
1-16	39,8	152,31	2017,72
1-2	10,14	38,8	514,03
2-3	9,599	95,6	1249,8
3-4	5,98	22,9	303,39
4-8	5,59	55,71	728,01
1-8	10,14	124,14	1468,6
16-20	11,1	110,9	1449,2
	11,1	110,9	1449,2
20-24	6,902	68,7	898,6
24-44	7,15	27,39	362,9
44-48	29,3	112,2	1486,6
	11,74	117,045	1529,28
20-28	8,2	81,9	1070,1
24-28	8,6	86,2	1127,5
20-32	8,41	83,81	1095,04
28-32	5,8	57,8	755,2
8-36	9,77	112,15	1513,56
36-40	8,28	82,53	1098,4
32-40	5,92	59,07	786,1
30-34	6,6	28,3	178

Таблица 3.4- Расчетные параметры автотрансформатора

Тип АТ	Кол-во, шт	$R_т$, Ом			$X_т$, Ом			$k_т$		
		ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	ВН-ВН	ВН-СН	ВН-НН
АОДЦТН–167000/500	33	0,66	0,31	2,7	61,1	0	113,5	1	0,44	0,02

Расчет режимов рассматриваемой сети 500 кВ осуществляется с помощью программы «RastrWin». Для подготовки, коррекции и отображения расчетной схемы используется табличный процессор, где вся информация структурирована по типу (Узлы, Ветви, Генераторы и т.д.).

Параметры схемы-замещения рассчитаны по формулам (3.2.1) и сведены в таблицы 3.1, 3.3 Схема-замещения предоставлена в Приложении А (рисунок А-1). В таблице 3.5 и 3.6 заданы исходные данные (Узлы и Ветви)

для расчета установившегося нормального и послеаварийного режимов работы сети 500 кВ.

Таблица 3.5 – Узлы;

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд
База	1	Экибастузская	515			1666	422,7	515
База	2	ЕЭК	515			0	-233,9	515
База	3	Рубцовск	515			563,6	-110,5	515
Нагр	4	Оскемен (ВН)	500					500
Нагр	5	Нуль АТ Оскемен	500					500
Нагр	6	СН Оскемен	220	150	46,3			220
Нагр	7	НН Оскемен	10	10	5			10
Нагр	8	Семей (ВН)	500					500
Нагр	9	Нуль АТ Семей	500					500
Нагр	10	СН Семей	220	34,1	15			220
Нагр	11	НН Семей	10	10	5			10
Нагр	12	Нура (ВН)	500					500
Нагр	13	Нуль АТ Нура	500					500
Нагр	14	СН Нура	220	121,8	70			220
Нагр	15	НН Нура	10	10	5			10
Нагр	16	Агадырь (ВН)	500					500
Нагр	17	Нуль АТ Агадырь	500					500
Нагр	18	СН Агадырь	220	500	150			220
Нагр	19	НН Агадырь	10	10	5			10
Нагр	20	ЮКГРЭС (ВН)	500					500
Нагр	21	Нуль АТ ЮКГРЭС	500					500
Нагр	22	СН ЮКГРЭС	220	145,4	70			220
Нагр	23	НН ЮКГРЭС	10	10	5			10
Нагр	24	Шу (ВН)	500					500
Нагр	25	Нуль АТ Шу	500					500
Нагр	26	СН Шу	220	251,8	90			220
Нагр	27	НН Шу	10	10	5			10
Нагр	28	Алматы-500 (ВН)	500					500
Нагр	29	Нуль АТ Алматы-500	500					500
Нагр	30	СН Алматы-500	220	501,4	210			220
Нагр	31	НН Алматы-500	10	10	5			10
Нагр	32	Алма (ВН)	500					500
Нагр	33	Нуль АТ Алма	500					500
Нагр	34	СН Алма	220	570	11,4			220
Нагр	35	НН Алма	10	10	5			10
Нагр	36	Актогай (ВН)	500					500
Нагр	37	Нуль АТ Актогай	500					500
Нагр	38	СН Актогай	220	13,8	5			220

Продолжение таблицы 3.5

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд
Нагр	39	НН Актогай	10	10	5			10
Нагр	40	Талдыкорган (ВН)	500					500
Нагр	41	Нуль АТ Талдыкорган	500					500
Нагр	42	СН Талдыкорган	220	258,8	48,2			220
Нагр	43	НН Талдыкорган	10	10	5			10
Нагр	44	Фрунзенская (ВН)	500					500
Нагр	45	Нуль АТ Фрунзе	500					500
Нагр	46	СН Фрунзе	220	1000	300			220
Нагр	47	НН Фрунзе	10	10	5			10
База	48	Тохтагульская ГЭС	515			1746,9	1119,2	515

Таблица 3.6 – Ветви;

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г
ЛЭП	1	2	Экибастузская - ЕЭК	10,14	38,8	-514	
ЛЭП	2	3	ЕЭК - Рубцовск	9,6	95,6	-1249,8	
ЛЭП	3	4	Рубцовск - Оскемен (ВН)	5,98	22,9	-303,4	
Тр-р	4	5	Оскемен (ВН) - Нуль АТ Оскемен	0,58	61,1		1
Тр-р	5	6	Нуль АТ Оскемен - СН Оскемен	0,39			0,44
Тр-р	5	7	Нуль АТ Оскемен - НН Оскемен	2,9	113,5		0,02
ЛЭП	4	8	Оскемен (ВН) - Семей (ВН)	5,59	55,71	-728	
Тр-р	8	9	Семей (ВН) - Нуль АТ Семей	0,58	61,1		1
Тр-р	9	10	Нуль АТ Семей - СН Семей	0,39			0,44
Тр-р	9	11	Нуль АТ Семей - НН Семей	2,9	113,5		0,02
ЛЭП	1	12	Экибастузская - Нура (ВН)	20,5	18,58	-1041	
Тр-р	12	13	Нура (ВН) - Нуль АТ Нура	0,66	61,1		1
Тр-р	13	14	Нуль АТ Нура - СН Нура	0,31			0,44
Тр-р	13	15	Нуль АТ Нура - НН Нура	2,7	113,5		0,02
ЛЭП	1	16	Экибастузская - Агадырь (ВН)	39,8	152,31	-2017,7	
Тр-р	16	17	Агадырь (ВН) - Нуль АТ Агадырь	0,66	61,1		1
Тр-р	17	18	Нуль АТ Агадырь - СН Агадырь	0,31			0,44
Тр-р	17	19	Нуль АТ Агадырь - НН Агадырь	2,7	113,5		0,02
ЛЭП	12	16	Нура (ВН) - Агадырь (ВН)	7,4	74,2	-970	
ЛЭП	16	20	Агадырь (ВН) - ЮКГРЭС (ВН)	11,1	110,9	-1449,2	
Тр-р	20	21	ЮКГРЭС (ВН) - Нуль АТ ЮКГРЭС	0,66	61,1		1
Тр-р	21	22	Нуль АТ ЮКГРЭС - СН ЮКГРЭС	0,31			0,44
Тр-р	21	23	Нуль АТ ЮКГРЭС - НН ЮКГРЭС	2,7	113,5		0,02
ЛЭП	20	24	ЮКГРЭС (ВН) - Шу (ВН)	6,9	68,7	-898,6	
Тр-р	24	25	Шу (ВН) - Нуль АТ Шу	0,66	61,1		1
Тр-р	25	26	Нуль АТ Шу - СН Шу	0,31			0,44
Тр-р	25	27	Нуль АТ Шу - НН Шу	2,7	113,5		0,02
ЛЭП	20	28	ЮКГРЭС (ВН) - Алматы-500 (ВН)	8,2	81,9	-1070,1	
Тр-р	28	29	Алматы-500 (ВН) - Нуль АТ Алматы-500	0,66	61,1		1

Продолжение таблицы 3.6

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г
Тр-р	29	30	Нуль АТ Алматы-500 - СН Алматы-500	0,31			0,44
Тр-р	29	31	Нуль АТ Алматы-500 - НН Алматы-500	2,7	113,5		0,02
ЛЭП	20	32	ЮКГРЭС (ВН) - Алма (ВН)	8,41	83,81	-1095	
Тр-р	32	33	Алма (ВН) - Нуль АТ Алма	0,66	61,1		1
Тр-р	33	34	Нуль АТ Алма - СН Алма	0,31			0,44
Тр-р	33	35	Нуль АТ Алма - НН Алма	2,7	113,5		0,02
ЛЭП	8	1	Семей (ВН) - Экибастузская	10,14	124,14	-1468,6	
ЛЭП	32	28	Алма (ВН) - Алматы-500 (ВН)	5,8	57,8	-755,2	
ЛЭП	16	20	Агадырь (ВН) - ЮКГРЭС (ВН)	11,1	110,9	-1449,2	
ЛЭП	8	36	Семей (ВН) - Актогай (ВН)	9,77	112,15	-1513,6	
Тр-р	36	37	Актогай (ВН) - Нуль АТ Актогай	0,66	61,1		1
Тр-р	37	38	Нуль АТ Актогай - СН Актогай	0,31			0,44
Тр-р	37	39	Нуль АТ Актогай - НН Актогай	2,7	113,5		0,02
ЛЭП	36	40	Актогай (ВН) - Талдыкорган (ВН)	8,28	82,53	-1098,4	
Тр-р	40	41	Талдыкорган (ВН) - Нуль АТ Талдыкорган	0,66	61,1		1
Тр-р	41	42	Нуль АТ Талдыкорган - СН Талдыкорган	0,31			0,44
Тр-р	41	43	Нуль АТ Талдыкорган - НН Талдыкорган	2,7	113,5		0,02
ЛЭП	40	32	Талдыкорган (ВН) - Алма (ВН)	5,92	59,07	-786,1	
ЛЭП	28	24	Алматы-500 (ВН) - Шу (ВН)	8,6	86,2	-1127,5	
ЛЭП	24	44	Шу (ВН) - Фрунзенская (ВН)	7,15	27,39	-362,9	
Тр-р	44	45	Фрунзенская (ВН) - Нуль АТ Фрунзе	0,66	61,1		1
Тр-р	45	46	Нуль АТ Фрунзе - СН Фрунзе	0,31			0,44
Тр-р	45	47	Нуль АТ Фрунзе - НН Фрунзе	2,7	113,5		0,02
ЛЭП	44	48	Фрунзенская (ВН) - Тохтагульская ГЭС	29,3	112,2	-1486,6	
ЛЭП	44	48	Фрунзенская (ВН) - Тохтагульская ГЭС	11,74	117,04	-1529,3	
ЛЭП	34	30	СН Алма - СН Алматы-500	6,6	28,3	-178	

Результаты расчета установившегося режима работы сети 500 кВ без ввода третьей цепи транзита 500 кВ Север-Восток-Юг, куда входит проектируемый участок, сведены в таблицу 3.7.

Таблица 3.7 – Узлы+Ветви;

№	Название	V	Delta	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	Q_ш
Ny	Название	V_2	dDelta	P_л	Q_л	dP	dQ	I_л	P_ш	Q_ш	
1	Экибастузская	515				1845,1	-1231,7	515	-1000	1000	
2	ЕЭК	515			68			76		-136,33	
12	Нура (ВН)	493	-7,2	-1128	666	119,84	108,61	1468	0	-264,57	
16	Агадырь (ВН)	513,8	-23,4	-683	299	70,1	268,28	835		-533,93	
8	Семей (ВН)	515,4	-0,9	-35	199	0,05	0,57	226		-389,79	
2	ЕЭК	515				0	-233,9	515	-1000	1000	
1	Экибастузская	515			68			76		-136,33	
3	Рубцовск	515			166			186		-331,48	

Продолжение таблицы 3.7

№	Название	V	Delta	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	Q_ш
3	Рубцовск	515				170,7	-127,1	515	-1000	1000	
2	ЕЭК	515			166			186		-331,48	
4	Оскемен (ВН)	509,6	-0,8	-171	-39	0,8	3,05	196	0	-79,62	
4	Оскемен (ВН)	509,55	-0,75					500			208
3	Рубцовск	515	0,8	170	115	0,8	3,05	233	0	-79,62	
5	Нуль АТ Оскемен	502,9	-2,2	-161	-57	0,06	6,84	193			
8	Семей (ВН)	515,4	-0,2	-10	149	0,07	0,65	169		-191,19	
5	Нуль АТ Оскемен	502,87	-2,94					500			
4	Оскемен (ВН)	509,6	2,2	161	50	0,06	6,84	193			
6	СН Оскемен	221,2	0	-150	-46	0,04		180			
7	НН Оскемен	10	-0,3	-10	-5	0	0,06	13			
6	СН Оскемен	221,21	-2,93	150	46,3			220			
5	Нуль АТ Оскемен	502,9	0	150	46	0,04		409			
7	НН Оскемен	10,03	-3,19	10	5			10			
5	Нуль АТ Оскемен	502,9	0,3	10	5	0	0,06	643			
8	Семей (ВН)	515,36	-0,94					500			212
4	Оскемен (ВН)	509,6	0,2	10	42	0,07	0,65	48		-191,19	
9	Нуль АТ Семей	513	-0,6	-45	-20	0,01	0,55	55			
1	Экибастузская	515	0,9	35	190	0,05	0,57	217		-389,79	
36	Актогай (ВН)										
9	Нуль АТ Семей	512,97	-1,52					500			
8	Семей (ВН)	515,4	0,6	45	19	0,01	0,55	55			
10	СН Семей	225,7	0	-34	-15	0		42			
11	НН Семей	10,2	-0,2	-10	-5	0	0,05	13			
10	СН Семей	225,7	-1,52	34,1	15			220			
9	Нуль АТ Семей	513	0	34	15	0		95			
11	НН Семей	10,24	-1,77	10	5			10			
9	Нуль АТ Семей	513	0,2	10	5	0	0,05	630			
12	Нура (ВН)	493,03	-7,19					500			-292
1	Экибастузская	515	7,2	1008	-510	119,84	108,61	1323	0	-264,57	
13	Нуль АТ Нура	484	-2	-134	-74	0,06	5,87	179			
16	Агадырь (ВН)	513,8	-16,2	-945	214	27,49	275,69	1135	0	-245,95	
13	Нуль АТ Нура	484,01	-9,14					500			
12	Нура (ВН)	493	2	134	68	0,06	5,87	179			
14	СН Нура	212,9	0	-120	-71	0,03		166			
15	НН Нура	9,7	-0,3	-10	-5	0	0,06	13			
14	СН Нура	212,93	-9,14	121,8	70			220			
13	Нуль АТ Нура	484	0	120	71	0,03		378			
15	НН Нура	9,66	-9,41	10	5			10			
13	Нуль АТ Нура	484	0,3	10	5	0	0,06	656			
16	Агадырь (ВН)	513,82	-23,43					500			26
1	Экибастузская	515	23,4	613	-33	70,1	268,28	689		-533,93	
17	Нуль АТ Агадырь	501,6	-8,1	-594	-138	0,93	86,01	685			

Продолжение таблицы 3.7

№	Название	V	Delta	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	Q_ш
12	Нура (ВН)	493	16,2	918	-244	27,49	275,69	1067	0	-245,95	
20	ЮКГРЭС (ВН)	502,3	-13,5	-551	128	12,93	129,22	636		-374,12	
20	ЮКГРЭС (ВН)	502,3	-13,5	-551	128	12,93	129,22	636		-374,12	
17	Нуль АТ Агадырь	501,61	-31,5					500			
16	Агадырь (ВН)	513,8	8,1	593	52	0,93	86,01	685			
18	СН Агадырь	220,6	0	-418	-144	0,24		509			
19	НН Агадырь	10	-0,2	-6	-4	0	0,03	9			
18	СН Агадырь	220,59	-31,49	500	150			220			
17	Нуль АТ Агадырь	501,6	0	418	144	0,24		1157			
19	НН Агадырь	10,01	-31,67	10	5			10			
17	Нуль АТ Агадырь	501,6	0,2	6	4	0	0,03	446			
20	ЮКГРЭС (ВН)	502,29	-36,97					500			-76
16	Агадырь (ВН)	513,8	13,5	538	117	12,93	129,22	633		-374,12	
21	Нуль АТ ЮКГРЭС	508,1	-2,8	-201	45	0,11	10,27	237			
24	Шу (ВН)	403,1	1,2	-9	-612	14,4	143,29	704	0	-186,35	
28	Алматы-500 (ВН)	484,1	-7,7	-410	37	5,77	57,63	473	0	-260,37	
32	Алма (ВН)	500,5	-9,8	-512	135	8,73	86,97	608	0	-275,31	
16	Агадырь (ВН)	513,8	13,5	538	117	12,93	129,22	633		-374,12	
21	Нуль АТ ЮКГРЭС	508,14	-39,73					500			
20	ЮКГРЭС (ВН)	502,3	2,8	201	-56	0,11	10,27	237			
22	СН ЮКГРЭС	223,6	0	-102	-110	0,03		171			
23	НН ЮКГРЭС	10,1	-0,1	-3	-4	0	0,01	6			
22	СН ЮКГРЭС	223,55	-39,73	145,4	70			220			
21	Нуль АТ ЮКГРЭС	508,1	0	102	110	0,03		388			
23	НН ЮКГРЭС	10,14	-39,81	10	5			10			
21	Нуль АТ ЮКГРЭС	508,1	0,1	3	4	0	0,01	291			
24	Шу (ВН)	403,05	-35,73					500			-81
20	ЮКГРЭС (ВН)	502,3	-1,2	-5	655	14,4	143,29	938	0	-186,35	
25	Нуль АТ Шу	387,7	-5,4	-244	-110	0,29	26,88	383			
28	Алматы-500 (ВН)	484,1	-9	-315	474	13,01	130,45	816		-223,69	
44	Фрунзенская (ВН)	336,9	9,3	497	-1138	70,87	271,49	1779	0	-50,08	
25	Нуль АТ Шу	387,68	-41,16					500			
24	Шу (ВН)	403,1	5,4	243	83	0,29	26,88	383			
26	СН Шу	170,5	0	-215	-61	0,1		333			
27	НН Шу	7,7	-0,3	-7	-4	0	0,05	12			
26	СН Шу	170,5	-41,16	251,8	90			220			
25	Нуль АТ Шу	387,7	0	215	61	0,1		757			
27	НН Шу	7,73	-41,47	10	5			10			
25	Нуль АТ Шу	387,7	0,3	7	4	0	0,05	621			
28	Алматы-500 (ВН)	484,08	-44,71					500			-47
20	ЮКГРЭС (ВН)	502,3	7,7	404	165	5,77	57,63	521	0	-260,37	
29	Нуль АТ Алматы-500	474,8	-9,7	-636	-120	1,18	109,16	772			

Продолжение таблицы 3.7

№	Название	V	Delta	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	Q_ш
32	Алма (ВН)	500,5	-2,1	-137	237	1,01	10,06	327	0	-183,09	
24	Шу (ВН)	403,1	9	302	-381	13,01	130,45	580		-223,69	
29	Нуль АТ Алматы-500	474,81	-54,42					500			
28	Алматы-500 (ВН)	484,1	9,7	635	11	1,18	109,16	772			
30	СН Алматы-500	208,8	0	-368	20	0,19		449			
31	НН Алматы-500	9,5	-0,1	-3	-4	0	0,01	6			
30	СН Алматы-500	208,81	-54,43	501,4	210			220			
29	Нуль АТ Алматы-500	474,8	0	368	-20	0,19		1020			
34	СН Алма	219,5	-2	-35	90	1,31	5,6	267		-8,17	
31	НН Алматы-500	9,48	-54,51	10	5			10			
29	Нуль АТ Алматы-500	474,8	0,1	3	4	0	0,01	293			
32	Алма (ВН)	500,54	-46,79					500			-25
20	ЮКГРЭС (ВН)	502,3	9,8	503	53	8,73	86,97	583	0	-275,31	
33	Нуль АТ Алма	499	-9,6	-684	-63	1,24	114,98	792			
28	Алматы-500 (ВН)	484,1	2,1	136	-64	1,01	10,06	173	0	-183,09	
40	Талдыкорган (ВН)										
33	Нуль АТ Алма	498,98	-56,41					500			
32	Алма (ВН)	500,5	9,6	683	-52	1,24	114,98	792			
34	СН Алма	219,5	0	-348	-214	0,21		473			
35	НН Алма	10	0	-2	-4	0	0,01	5			
34	СН Алма	219,45	-56,39	570	11,4			220			
33	Нуль АТ Алма	499	0	348	214	0,21		1074			
30	СН Алматы-500	208,8	2	34	-87	1,31	5,6	246		-8,17	
35	НН Алма	9,96	-56,45	10	5			10			
33	Нуль АТ Алма	499	0	2	4	0	0,01	235			
36	Актогай (ВН)		-20,16					500			
8	Семей (ВН)										
37	Нуль АТ Актогай										
40	Талдыкорган (ВН)										
37	Нуль АТ Актогай		-20,45					500			
36	Актогай (ВН)										
38	СН Актогай										
39	НН Актогай										
38	СН Актогай		-20,44	13,8	5			220			
37	Нуль АТ Актогай										
39	НН Актогай		-20,67	10	5			10			
37	Нуль АТ Актогай										
40	Талдыкорган (ВН)		-29,1					500			
36	Актогай (ВН)										
41	Нуль АТ Талдыкорган										
32	Алма (ВН)										
41	Нуль АТ Талдыкорган		-32,57					500			
40	Талдыкорган (ВН)										

Продолжение таблицы 3.7

№	Название	V	Delta	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	Q_ш
42	СН Талдыкорган										
43	НН Талдыкорган										
42	СН Талдыкорган		-32,56	258,8	48,2			220			
41	Нуль АТ Талдыкорган										
43	НН Талдыкорган		-32,81	10	5			10			
41	Нуль АТ Талдыкорган										
44	Фрунзенская (ВН)	336,94	-26,42					500			1135
24	Шу (ВН)	403,1	-9,3	-567	917	70,87	271,49	1848	0	-50,08	
45	Нуль АТ Фрунзе	252	-28,5	-670	-630	4,91	454,84	1575			
48	Тохтагульская ГЭС	515	26,4	736	265	148,09	567,07	1340		-281,53	
48	Тохтагульская ГЭС	515	26,4	689	375	57,66	574,89	1344		-289,61	
45	Нуль АТ Фрунзе	251,95	-54,92					500			
44	Фрунзенская (ВН)	336,9	28,5	665	175	4,91	454,84	1575			
46	СН Фрунзе	110,4	0,1	-822	-188	3,48		1933			
47	НН Фрунзе	5	-0,6	-6	-4	0	0,09	17			
46	СН Фрунзе	110,41	-54,87	1000	300			220			
45	Нуль АТ Фрунзе	252	-0,1	819	188	3,48		4394			
47	НН Фрунзе	5	-55,52	10	5			10			
45	Нуль АТ Фрунзе	252	0,6	6	4	0	0,09	832			
48	Тохтагульская ГЭС	515				1630	1211,7	515	-1000	1000	
44	Фрунзенская (ВН)	336,9	-26,4	-884	-551	148,09	567,07	1167		-281,53	
44	Фрунзенская (ВН)	336,9	-26,4	-746	-661	57,66	574,89	1117		-289,61	

Схема потокораспределения мощностей указана на рисунке 3.2.

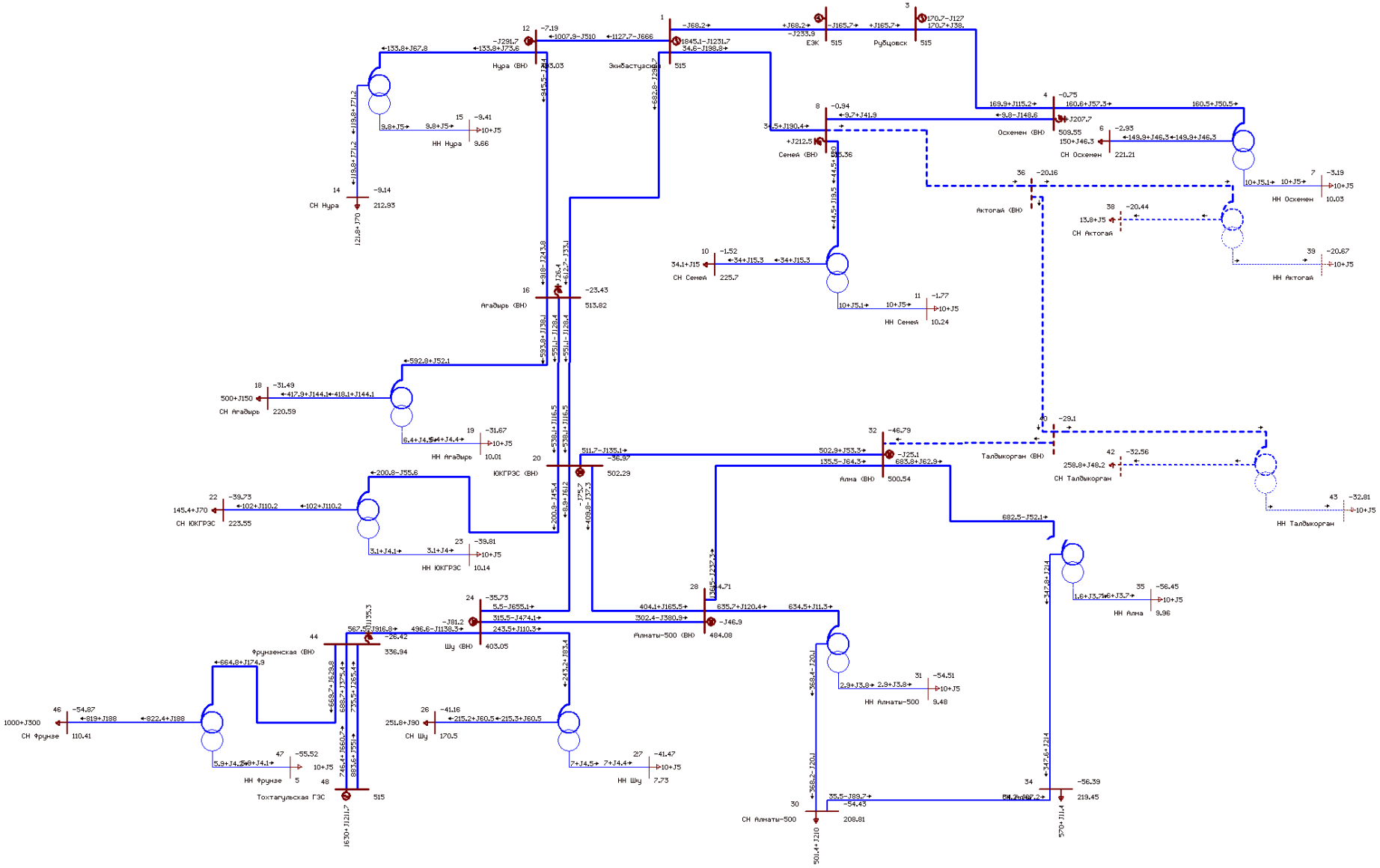


Рисунок 3.2 – Установившийся нормальный режим без ввода третьей цепи транзита 500 кВ Север-Восток-Юг

Вывод:

Расчет режима работы сети 500 кВ показал, что без ввода третьей цепи транзита 500 кВ Север-Восток-Юг, где имеется рассматриваемый участок сети «ПС Алма-ПС Талдыкорган», с учетом прогнозного баланса мощности до 2021г., переток мощности по существующему двухцепному транзиту 500 кВ Север-Юг составляет P_e=1628,3 МВт, что значительно превышает проектную мощность P_{e} =1350 МВт. Режим является предельным по статической устойчивости. В результате выполненного расчета режим разошелся, следовательно, показывается, что двухцепной транзит 500 кВ Север-Юг не способен передавать такую мощность, что требует настоятельного сооружения третьей цепи транзита 500 кВ Север-Восток-Юг.

3.3 Расчет установившегося нормального режима работы сети 500 кВ с учетом ввода третьей цепи транзита 500 кВ Север-Восток-Юг (зимний максимум)

Расчет установившегося нормального режима работы сети 500 кВ производится по зимним максимальным нагрузкам узловых подстанций Исходные данные указаны в таблицах 3.5, 3.6 и 3.8.

Таблица 3.8 – Расчетные нагрузки подстанций (зимний максимум)

Подстанция	Расчетные перспективные нагрузки
	P+jQ, МВА
ПС Нура	131,8+j75
ПС Агадырь	500+j155
ПС ЮКГРЭС	155,4+j75
ПС Шу	261,8+j95
ПС Фрунзенская	1010+j305
ПС Алматы-500	511,4+j215
ПС Оскемен	160+j51,3
ПС Семей	44,1+j20
ПС Актогай	23,8+j10
ПС Талдыкорган	268,8+j53,2
ПС Алма	580+j16,4

Таблица 3.9 – Результаты расчета зимнего максимума (Узлы+Ветви)

№	Название	V	Delta	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	Q_ш
Ny	Название	V_2	dDelta	P_л	Q_л	dP	dQ	I_л	P_ш	Q_ш	
1	Экибастузская	515				1762,8	-1137,4	515	-1000	1000	
2	ЕЭК	515			68			76		-136,33	
12	Нура (ВН)	482,3	-4,7	-971	258	73,98	67,05	1126	0	-259,13	
16	Агадырь (ВН)	508	-18,4	-534	296	42,87	164,07	684		-527,96	
8	Семей (ВН)	531,8	-7,1	-267	269	2,95	36,08	426		-402,43	
2	ЕЭК	515				0	-233,9	515	-1000	1000	
1	Экибастузская	515			68			76		-136,33	
3	Рубцовск	515			166			186		-331,48	
3	Рубцовск	515				522,9	-351,9	515	-1000	1000	
2	ЕЭК	515			166			186		-331,48	
4	Оскемен (ВН)	513,4	-2,7	-524	127	6,36	24,36	604	0	-80,21	
4	Оскемен (ВН)	513,35	-2,71					500			158
3	Рубцовск	515	2,7	518	-71	6,36	24,36	588	0	-80,21	
5	Нуль АТ Оскемен	506,6	-2,1	-160	-58	0,06	6,72	192			
8	Семей (ВН)	531,8	-4,4	-357	287	3,49	34,76	516	0	-198,88	

Продолжение таблицы 3.9

№	Название	V	Delta	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	Q_ш
5	Нуль АТ Оскемен	506,62	-4,86					500			
4	Оскемен (ВН)	513,4	2,1	160	51	0,06	6,72	192			
6	СН Оскемен	222,9	0	-150	-46	0,04		179			
7	НН Оскемен	10,1	-0,3	-10	-5	0	0,06	13			
6	СН Оскемен	222,86	-4,86	150	46,3			220			
5	Нуль АТ Оскемен	506,6	0	150	46	0,04		407			
7	НН Оскемен	10,11	-5,11	10	5			10			
5	Нуль АТ Оскемен	506,6	0,3	10	5	0	0,06	639			
8	Семей (ВН)	531,81	-7,12					500			170
4	Оскемен (ВН)	513,4	4,4	354	-123	3,49	34,76	407	0	-198,88	
9	Нуль АТ Семей	529,4	-0,5	-44	-21	0	0,51	53			
1	Экибастузская	515	7,1	265	97	2,95	36,08	306		-402,43	
36	Актогай (ВН)	535,6	-13	-573	217	11,33	130,05	665		-431,15	
9	Нуль АТ Семей	529,43	-7,67					500			
8	Семей (ВН)	531,8	0,5	44	20	0	0,51	53			
10	СН Семей	232,9	0	-34	-15	0		41			
11	НН Семей	10,6	-0,2	-10	-5	0	0,05	12			
10	СН Семей	232,94	-7,67	34,1	15			220			
9	Нуль АТ Семей	529,4	0	34	15	0		92			
11	НН Семей	10,57	-7,9	10	5			10			
9	Нуль АТ Семей	529,4	0,2	10	5	0	0,05	610			
12	Нура (ВН)	482,31	-4,73					500			116
1	Экибастузская	515	4,7	897	-66	73,98	67,05	1077	0	-259,13	
13	Нуль АТ Нура	472,1	-2	-132	-81	0,07	6,3	185			
16	Агадырь (ВН)	508	-13,6	-763	263	19,25	193,02	966	0	-238,01	
13	Нуль АТ Нура	472,12	-6,75					500			
12	Нура (ВН)	482,3	2	132	75	0,07	6,3	185			
14	СН Нура	207,7	0	-122	-70	0,03		172			
15	НН Нура	9,4	-0,3	-10	-5	0	0,06	14			
14	СН Нура	207,7	-6,74	121,8	70			220			
13	Нуль АТ Нура	472,1	0	122	70	0,03		390			
15	НН Нура	9,42	-7,04	10	5			10			
13	Нуль АТ Нура	472,1	0,3	10	5	0	0,06	685			
16	Агадырь (ВН)	508,03	-18,36					500			129
1	Экибастузская	515	18,4	491	68	42,87	164,07	563		-527,96	
17	Нуль АТ Агадырь	483,8	-7,2	-507	-228	0,79	73,16	632			
12	Нура (ВН)	482,3	13,6	744	-218	19,25	193,02	881	0	-238,01	
20	ЮКГРЭС (ВН)	520,8	-8,8	-359	253	5,74	57,33	499		-383,53	
20	ЮКГРЭС (ВН)	520,8	-8,8	-359	253	5,74	57,33	499		-383,53	
17	Нуль АТ Агадырь	483,8	-25,57					500			
16	Агадырь (ВН)	508	7,2	506	155	0,79	73,16	632			
18	СН Агадырь	212,7	0	-499	-149	0,36		621			
19	НН Агадырь	9,7	-0,3	-10	-5	0	0,06	13			

Продолжение таблицы 3.9

№	Название	V	Delta	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	Q_ш
18	СН Агадырь	212,73	-25,56	500	150			220			
17	Нуль АТ Агадырь	483,8	0	499	149	0,36		1412			
19	НН Агадырь	9,65	-25,84	10	5			10			
17	Нуль АТ Агадырь	483,8	0,3	10	5	0	0,06	664			
20	ЮКГРЭС (ВН)	520,77	-27,19					500			136
16	Агадырь (ВН)	508	8,8	353	73	5,74	57,33	400		-383,53	
21	Нуль АТ ЮКГРЭС	511,3	-2	-153	-81	0,07	6,75	192			
24	Шу (ВН)	487,9	0,6	17	-129	1,61	16,03	144		-228,8	
28	Алматы-500 (ВН)	506,7	-4,8	-276	72	2,47	24,66	317	0	-282,47	
32	Алма (ВН)	514,7	-5,1	-289	127	2,6	25,91	350	0	-293,56	
16	Агадырь (ВН)	508	8,8	353	73	5,74	57,33	400		-383,53	
21	Нуль АТ ЮКГРЭС	511,34	-29,18					500			
20	ЮКГРЭС (ВН)	520,8	2	153	75	0,07	6,75	192			
22	СН ЮКГРЭС	224,9	0	-145	-69	0,03		181			
23	НН ЮКГРЭС	10,2	-0,2	-10	-5	0	0,05	12			
22	СН ЮКГРЭС	224,95	-29,18	145,4	70			220			
21	Нуль АТ ЮКГРЭС	511,3	0	145	69	0,03		411			
23	НН ЮКГРЭС	10,2	-29,42	10	5			10			
21	Нуль АТ ЮКГРЭС	511,3	0,2	10	5	0	0,05	623			
24	Шу (ВН)	487,9	-26,54					500			167
20	ЮКГРЭС (ВН)	520,8	-0,6	-18	342	1,61	16,03	405		-228,8	
25	Нуль АТ Шу	474,3	-3,9	-256	-115	0,22	20,26	332			
28	Алматы-500 (ВН)	506,7	-5,4	-260	254	2,95	29,59	430		-278,93	
44	Фрунзенская (ВН)	477,1	4,2	537	-313	12,46	47,74	735	0	-84,49	
25	Нуль АТ Шу	474,27	-30,4					500			
24	Шу (ВН)	487,9	3,9	256	94	0,22	20,26	332			
26	СН Шу	208,6	0	-250	-88	0,1		323			
27	НН Шу	9,5	-0,3	-10	-5	0	0,06	13			
26	СН Шу	208,61	-30,4	251,8	90			220			
25	Нуль АТ Шу	474,3	0	250	88	0,1		734			
27	НН Шу	9,46	-30,68	10	5			10			
25	Нуль АТ Шу	474,3	0,3	10	5	0	0,06	669			
28	Алматы-500 (ВН)	506,69	-31,97					500			128
20	ЮКГРЭС (ВН)	520,8	4,8	274	186	2,47	24,66	377	0	-282,47	
29	Нуль АТ Алматы-500	483	-7,2	-507	-222	0,79	72,84	630			
32	Алма (ВН)	514,7	-0,4	-21	170	0,13	1,28	195	0	-196,99	
24	Шу (ВН)	487,9	5,4	257	-4	2,95	29,59	293		-278,93	
29	Нуль АТ Алматы-500	483,05	-39,2					500			
28	Алматы-500 (ВН)	506,7	7,2	506	150	0,79	72,84	630			
30	СН Алматы-500	212,4	0	-505	-142	0,37		627			

Продолжение таблицы 3.9

№	Название	V	Delta	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	Q_ш
31	НН Алматы-500	9,6	-0,3	-10	-5	0	0,06	13			
30	СН Алматы-500	212,4	-39,19	501,4	210			220			
29	Нуль АТ Алматы-500	483	0	505	142	0,37		1425			
34	СН Алма	220,1	-0,7	-7	63	0,52	2,24	173	0	-8,33	
31	НН Алматы-500	9,64	-39,47	10	5			10			
29	Нуль АТ Алматы-500	483	0,3	10	5	0	0,06	653			
32	Алма (ВН)	514,75	-32,33					500			132
20	ЮКГРЭС (ВН)	520,8	5,1	286	140	2,6	25,91	358	0	-293,56	
33	Нуль АТ Алма	500,5	-7,6	-560	-151	0,84	77,57	651			
28	Алматы-500 (ВН)	506,7	0,4	20	26	0,13	1,28	37	0	-196,99	
40	Талдыкорган (ВН)	520	3,2	256	117	1,47	14,68	316	0	-210,43	
33	Нуль АТ Алма	500,52	-39,94					500			
32	Алма (ВН)	514,7	7,6	559	73	0,84	77,57	651			
34	СН Алма	220,1	0	-559	-67	0,39		649			
35	НН Алма	10	-0,3	-10	-5	0	0,05	13			
34	СН Алма	220,08	-39,93	570	11,4			220			
33	Нуль АТ Алма	500,5	0	558	67	0,39		1475			
30	СН Алматы-500	212,4	0,7	7	-57	0,52	2,24	151	0	-8,33	
35	НН Алма	9,99	-40,19	10	5			10			
33	Нуль АТ Алма	500,5	0,3	10	5	0	0,05	632			
36	Актогай (ВН)	535,63	-20,16					500			143
8	Семей (ВН)	531,8	13	561	85	11,33	130,05	612		-431,15	
37	Нуль АТ Актогай	534,4	-0,3	-24	-10	0	0,14	28			
40	Талдыкорган (ВН)	520	-8,9	-534	69	8,44	84,16	580		-306,07	
37	Нуль АТ Актогай	534,45	-20,45					500			
36	Актогай (ВН)	535,6	0,3	24	10	0	0,14	28			
38	СН Актогай	235,2	0	-14	-5	0		16			
39	НН Актогай	10,7	-0,2	-10	-5	0	0,05	12			
38	СН Актогай	235,15	-20,44	13,8	5			220			
37	Нуль АТ Актогай	534,4	0	14	5	0		36			
39	НН Актогай	10,67	-20,67	10	5			10			
37	Нуль АТ Актогай	534,4	0,2	10	5	0	0,05	601			
40	Талдыкорган (ВН)	520	-29,1					500			162
36	Актогай (ВН)	535,6	8,9	525	153	8,44	84,16	607		-306,07	
41	Нуль АТ Талдыкорган	512,4	-3,5	-264	-70	0,18	16,89	304			
32	Алма (ВН)	514,7	-3,2	-258	79	1,47	14,68	299	0	-210,43	
41	Нуль АТ Талдыкорган	512,39	-32,57					500			
40	Талдыкорган (ВН)	520	3,5	264	53	0,18	16,89	304			
42	СН Талдыкорган	225,4	0	-257	-47	0,08		295			
43	НН Талдыкорган	10,2	-0,2	-10	-5	0	0,05	12			
42	СН Талдыкорган	225,38	-32,56	258,8	48,2			220			

Продолжение таблицы 3.9

№	Название	V	Delta	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	Q_ш
41	Нуль АТ Талдыкорган	512,4	0	257	47	0,08		670			
43	НН Талдыкорган	10,22	-32,81	10	5			10			
41	Нуль АТ Талдыкорган	512,4	0,2	10	5	0	0,05	622			
44	Фрунзенская (ВН)	477,07	-22,29					500			-273
24	Шу (ВН)	487,9	-4,2	-549	350	12,46	47,74	788	0	-84,49	
45	Нуль АТ Фрунзе	407,9	-17,8	-983	-682	4,15	384,3	1448			
48	Тохтагульская ГЭС	515	22,3	777	-36	83,14	318,37	941	0	-366,31	
48	Тохтагульская ГЭС	515	22,3	788	93	32,37	322,76	960	0	-376,83	
45	Нуль АТ Фрунзе	407,92	-40,12					500			
44	Фрунзенская (ВН)	477,1	17,8	979	298	4,15	384,3	1448			
46	СН Фрунзе	179,2	0	-988	-286	1,97		1456			
47	НН Фрунзе	8,1	-0,4	-10	-5	0	0,08	15			
46	СН Фрунзе	179,15	-40,09	1000	300			220			
45	Нуль АТ Фрунзе	407,9	0	987	286	1,97		3310			
47	НН Фрунзе	8,13	-40,49	10	5			10			
45	Нуль АТ Фрунзе	407,9	0,4	10	5	0	0,08	762			
48	Тохтагульская ГЭС	515				1678,9	-365,4	515	-1000	1000	
44	Фрунзенская (ВН)	477,1	-22,3	-860	84	83,14	318,37	969	0	-366,31	
44	Фрунзенская (ВН)	477,1	-22,3	-820	-39	32,37	322,76	921	0	-376,83	

Схема потокораспределения установившегося нормального режима указана на рисунке 3.3.

Вывод:

Расчет нормального режима работы сетей 500 кВ при вводе третьей цепи транзита 500 кВ Север-Восток-Юг ЕЭС РК с учетом прогнозного баланса мощности до 2021г. показал, что переток мощности по трем цепям составил P_e= 1869,3 МВт, что меньше проектной мощности P_e=2025 МВт, но достигает пределов по статической устойчивости.

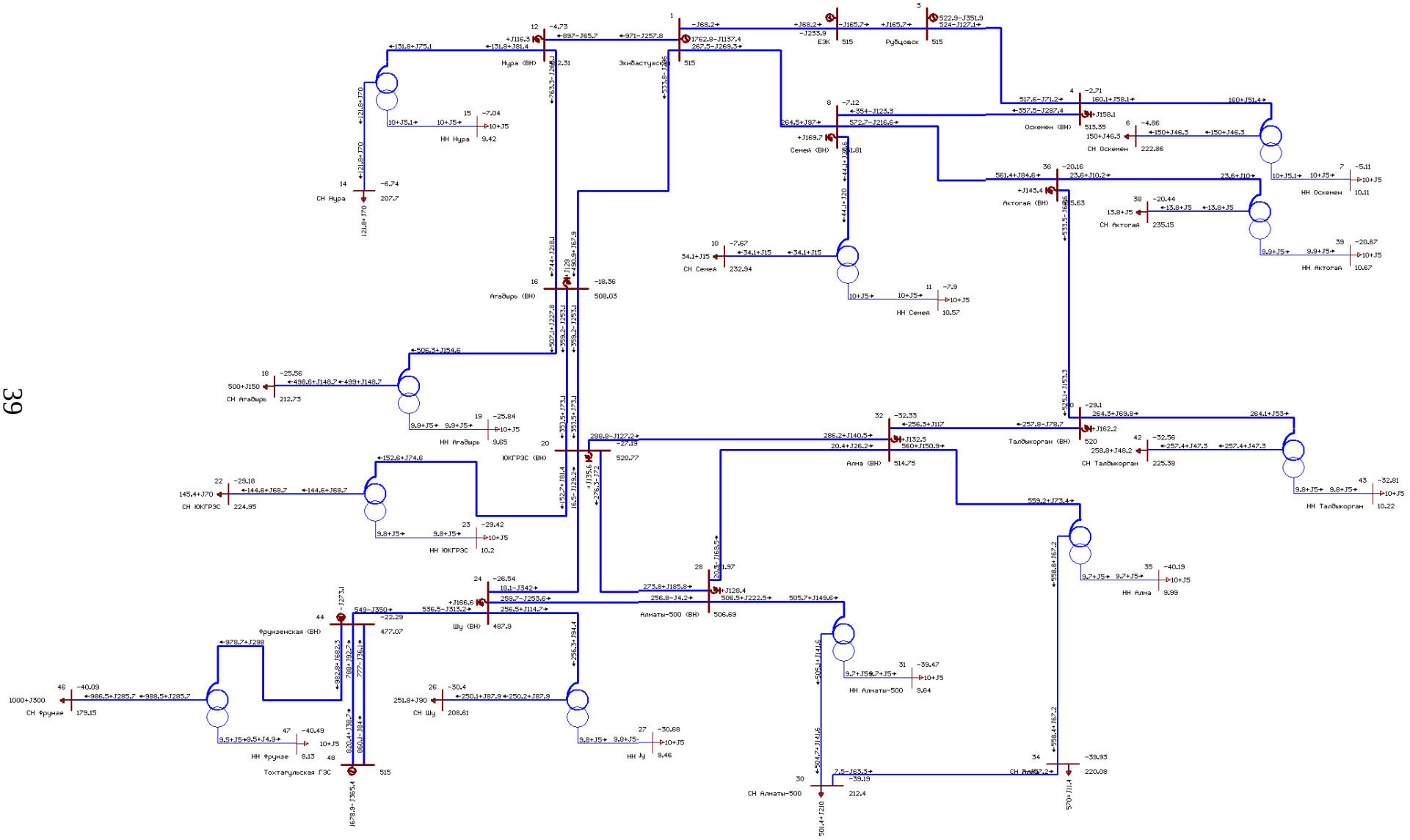


Рисунок 3.3 – Расчет установившегося нормального режима работы сетей 500 кВ с учетом ввода третьей цепи транзита 500 кВ Север-Восток-Юг (зимний максимум)

3.4 Расчет послеаварийного режима работы сети 500 кВ с вводом третьей цепи транзита 500 кВ Север-Восток-Юг (зимний максимум)

В качестве послеаварийного режима сети 500 кВ рассматривается отключение одной из линий близ генерирующего узла (отключение ВЛ-500 кВ «Экибастузская ГРЭС – ПС Агадырь»). Данный режим рассматривается, так как балансирующий Экибастузский энергоузел имеет две одноцепные ВЛ, каждая из которых уходит на отдельный узел нагрузки. При отключении одной из ВЛ наблюдается другое потокораспределение от балансирующих узлов к узлам нагрузки. Исходные данные заданы в таблицах 3.5, 3.6 и 3.8.

Таблица 3.10 – Узлы+Ветви;

№	Название	V	Delta	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	Q_ш
Ny	Название	V_2	dDelta	P_л	Q_л	dP	dQ	I_л	P_ш	Q_ш	
1	Экибастузская	515				1666	422,7	515	-1000	1000	
2	ЕЭК	515			68			76		-136,33	
12	Нура (ВН)	463,5	-5,3	-1277	64	126,53	114,68	1434		-249,86	
16	Агадырь (ВН)										
8	Семей (ВН)	535,6	-7,6	-287	284	3,45	42,24	453	0	-405,41	
2	ЕЭК	515				0	-233,9	515	-1000	1000	
1	Экибастузская	515			68			76		-136,33	
3	Рубцовск	515			166			186		-331,48	
3	Рубцовск	515				563,6	-110,5	515	-1000	1000	
2	ЕЭК	515			166			186		-331,48	
4	Оскемен (ВН)	515,9	-2,9	-553	190	7,4	28,35	656		-80,61	
4	Оскемен (ВН)	515,89	-2,93					500			106
3	Рубцовск	515	2,9	546	-137	7,4	28,35	630		-80,61	
5	Нуль АТ Оскемен	509,2	-2,1	-160	-58	0,06	6,64	190			
8	Семей (ВН)	535,6	-4,7	-384	302	3,98	39,66	547	0	-201,3	
5	Нуль АТ Оскемен	509,19	-5,05					500			
4	Оскемен (ВН)	515,9	2,1	160	51	0,06	6,64	190			
6	СН Оскемен	224	0	-150	-46	0,04		178			
7	НН Оскемен	10,2	-0,2	-10	-5	0	0,05	13			
6	СН Оскемен	223,99	-5,05	150	46,3			220			
5	Нуль АТ Оскемен	509,2	0	150	46	0,04		404			
7	НН Оскемен	10,16	-5,3	10	5			10			
5	Нуль АТ Оскемен	509,2	0,2	10	5	0	0,05	635			
8	Семей (ВН)	535,61	-7,61					500			86
4	Оскемен (ВН)	515,9	4,7	380	-140	3,98	39,66	437	0	-201,3	
9	Нуль АТ Семей	533,3	-0,5	-43	-20	0	0,49	52			
1	Экибастузская	515	7,6	283	79	3,45	42,24	317	0	-405,41	
36	Актогай (ВН)	529,2	-13,3	-587	169	11,81	135,57	658	0	-429,01	
9	Нуль АТ Семей	533,26	-8,14					500			
8	Семей (ВН)	535,6	0,5	43	20	0	0,49	52			

Продолжение таблицы 3.10

№	Название	V	Delta	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	Q_ш
10	СН Семей	234,6	0	-34	-15	0		40			
11	НН Семей	10,6	-0,2	-10	-5	0	0,05	12			
10	СН Семей	234,62	-8,14	34,1	15			220			
9	Нуль АТ Семей	533,3	0	34	15	0		91			
11	НН Семей	10,64	-8,36	10	5			10			
9	Нуль АТ Семей	533,3	0,2	10	5	0	0,05	599			
12	Нура (ВН)	463,49	-5,34					500			129
1	Экибастузская	515	5,3	1151	71	126,53	114,68	1436		-249,86	
13	Нуль АТ Нура	452,9	-2,2	-130	-81	0,07	6,7	191			
16	Агадырь (ВН)	479	-18,2	-931	144	29,92	300,05	1174		-215,46	
13	Нуль АТ Нура	452,89	-7,5					500			
12	Нура (ВН)	463,5	2,2	130	75	0,07	6,7	191			
14	СН Нура	199,2	0	-121	-69	0,03		178			
15	НН Нура	9	-0,3	-10	-5	0	0,07	14			
14	СН Нура	199,24	-7,49	121,8	70			220			
13	Нуль АТ Нура	452,9	0	121	69	0,03		404			
15	НН Нура	9,03	-7,81	10	5			10			
13	Нуль АТ Нура	452,9	0,3	10	5	0	0,07	706			
16	Агадырь (ВН)	478,96	-23,55					500			161
1	Экибастузская										
17	Нуль АТ Агадырь	455,8	-6,9	-430	-203	0,65	60,28	573			
12	Нура (ВН)	463,5	18,2	901	-228	29,92	300,05	1121		-215,46	
20	ЮКГРЭС (ВН)	506,8	-5,7	-205	296	2,84	28,41	434	0	-352,31	
20	ЮКГРЭС (ВН)	506,8	-5,7	-205	296	2,84	28,41	434	0	-352,31	
17	Нуль АТ Агадырь	455,8	-30,44					500			
16	Агадырь (ВН)	479	6,9	430	142	0,65	60,28	573			
18	СН Агадырь	200,4	0	-446	-125	0,32		587			
19	НН Агадырь	9,1	-0,3	-8	-5	0	0,05	12			
18	СН Агадырь	200,42	-30,43	500	150			220			
17	Нуль АТ Агадырь	455,8	0	446	125	0,32		1334			
19	НН Агадырь	9,09	-30,7	10	5			10			
17	Нуль АТ Агадырь	455,8	0,3	8	4	0	0,05	601			
20	ЮКГРЭС (ВН)	506,76	-29,26					500			154
16	Агадырь (ВН)	479	5,7	202	28	2,84	28,41	232	0	-352,31	
21	Нуль АТ ЮКГРЭС	498,2	-1,8	-132	-71	0,06	5,32	170			
24	Шу (ВН)	484	2,3	124	-68	1,32	13,1	161		-220,64	
28	Алматы-500 (ВН)	499,2	-3,5	-193	104	1,22	12,23	250	0	-270,75	
32	Алма (ВН)	504,7	-3,9	-206	142	1,39	13,85	285		-280,05	
16	Агадырь (ВН)	479	5,7	202	28	2,84	28,41	232	0	-352,31	
21	Нуль АТ ЮКГРЭС	498,25	-31,08					500			
20	ЮКГРЭС (ВН)	506,8	1,8	131	66	0,06	5,32	170			
22	СН ЮКГРЭС	219,2	0	-127	-59	0,02		162			
23	НН ЮКГРЭС	9,9	-0,2	-8	-4	0	0,04	11			

Продолжение таблицы 3.10

№	Название	V	Delta	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	Q_ш
22	СН ЮКГРЭС	219,19	-31,07	145,4	70			220			
21	Нуль АТ ЮКГРЭС	498,2	0	127	59	0,02		368			
23	НН ЮКГРЭС	9,94	-31,3	10	5			10			
21	Нуль АТ ЮКГРЭС	498,2	0,2	8	4	0	0,04	552			
24	Шу (ВН)	484	-26,98					500			234
20	ЮКГРЭС (ВН)	506,8	-2,3	-125	275	1,32	13,1	361		-220,64	
25	Нуль АТ Шу	472	-3,3	-219	-99	0,16	15,05	287			
28	Алматы-500 (ВН)	499,2	-5,8	-274	230	3,11	31,17	427	0	-272,57	
44	Фрунзенская (ВН)	483,2	4,5	617	-159	12,84	49,2	760	0	-84,87	
25	Нуль АТ Шу	471,98	-30,32					500			
24	Шу (ВН)	484	3,3	219	84	0,16	15,05	287			
26	СН Шу	207,6	0	-219	-75	0,07		283			
27	НН Шу	9,4	-0,2	-8	-4	0	0,05	12			
26	СН Шу	207,61	-30,31	251,8	90			220			
25	Нуль АТ Шу	472	0	218	75	0,07		642			
27	НН Шу	9,42	-30,56	10	5			10			
25	Нуль АТ Шу	472	0,2	8	4	0	0,05	576			
28	Алматы-500 (ВН)	499,23	-32,79					500			100
20	ЮКГРЭС (ВН)	506,8	3,5	192	154	1,22	12,23	285	0	-270,75	
29	Нуль АТ Алматы-500	478	-6,7	-455	-195	0,65	59,98	572			
32	Алма (ВН)	504,7	-0,4	-22	143	0,07	0,67	167		-190,28	
24	Шу (ВН)	484	5,8	271	11	3,11	31,17	313	0	-272,57	
29	Нуль АТ Алматы-500	478,03	-39,44					500			
28	Алматы-500 (ВН)	499,2	6,7	454	135	0,65	59,98	572			
30	СН Алматы-500	210,2	0	-421	-133	0,26		534			
31	НН Алматы-500	9,5	-0,3	-9	-4	0	0,05	12			
30	СН Алматы-500	210,21	-39,43	501,4	210			220			
29	Нуль АТ Алматы-500	478	0	421	133	0,26		1213			
34	СН Алма	216,3	-0,7	-9	51	0,34	1,48	142	0	-8,1	
31	НН Алматы-500	9,54	-39,69	10	5			10			
29	Нуль АТ Алматы-500	478	0,3	9	4	0	0,05	595			
32	Алма (ВН)	504,66	-33,14					500			153
20	ЮКГРЭС (ВН)	506,8	3,9	205	125	1,39	13,85	274		-280,05	
33	Нуль АТ Алма	491,9	-7	-497	-131	0,68	63,41	588			
28	Алматы-500 (ВН)	499,2	0,4	22	46	0,07	0,67	59		-190,28	
40	Талдыкорган (ВН)	511,6	3,4	262	125	1,61	16,1	333		-202,98	
33	Нуль АТ Алма	491,89	-40,15					500			
32	Алма (ВН)	504,7	7	497	67	0,68	63,41	588			
34	СН Алма	216,3	0	-479	-55	0,3		566			
35	НН Алма	9,8	-0,2	-9	-4	0	0,05	12			
34	СН Алма	216,3	-40,14	570	11,4			220			

Продолжение таблицы 3.10

№	Название	V	Delta	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	Q_ш
33	Нуль АТ Алма	491,9	0	478	55	0,3		1285			
30	СН Алматы-500	210,2	0,7	9	-44	0,34	1,48	121	0	-8,1	
35	НН Алма	9,82	-40,38	10	5			10			
33	Нуль АТ Алма	491,9	0,2	9	4	0	0,05	575			
36	Актогай (ВН)	529,16	-20,94					500			168
8	Семей (ВН)	535,6	13,3	575	124	11,81	135,57	642	0	-429,01	
37	Нуль АТ Актогай	528	-0,3	-21	-10	0	0,12	26			
40	Талдыкорган (ВН)	511,6	-8,8	-511	54	8,03	80,02	561		-297,53	
37	Нуль АТ Актогай	528,02	-21,2					500			
36	Актогай (ВН)	529,2	0,3	21	10	0	0,12	26			
38	СН Актогай	232,3	0	-13	-4	0		15			
39	НН Актогай	10,5	-0,2	-9	-5	0	0,04	11			
38	СН Актогай	232,33	-21,2	13,8	5			220			
37	Нуль АТ Актогай	528	0	13	4	0		34			
39	НН Актогай	10,54	-21,41	10	5			10			
37	Нуль АТ Актогай	528	0,2	9	5	0	0,04	556			
40	Талдыкорган (ВН)	511,61	-29,73					500			157
36	Актогай (ВН)	529,2	8,8	503	163	8,03	80,02	597		-297,53	
41	Нуль АТ Талдыкорган	504,6	-3,1	-231	-62	0,14	13,34	270			
32	Алма (ВН)	504,7	-3,4	-264	61	1,61	16,1	306		-202,98	
41	Нуль АТ Талдыкорган	504,64	-32,85					500			
40	Талдыкорган (ВН)	511,6	3,1	231	49	0,14	13,34	270			
42	СН Талдыкорган	222	0	-231	-41	0,07		268			
43	НН Талдыкорган	10,1	-0,2	-9	-5	0	0,04	11			
42	СН Талдыкорган	221,98	-32,85	258,8	48,2			220			
41	Нуль АТ Талдыкорган	504,6	0	231	41	0,07		610			
43	НН Талдыкорган	10,07	-33,07	10	5			10			
41	Нуль АТ Талдыкорган	504,6	0,2	9	4	0	0,04	554			
44	Фрунзенская (ВН)	483,2	-22,48					500			-327
24	Шу (ВН)	484	-4,5	-629	195	12,84	49,2	787	0	-84,87	
45	Нуль АТ Фрунзе	430,4	-13,7	-809	-505	2,57	238,05	1140			
48	Тохтагульская ГЭС	515	22,5	786	-63	84,61	324,02	942	0	-370,69	
48	Тохтагульская ГЭС	515	22,5	802	68	32,95	328,48	962	0	-381,33	
45	Нуль АТ Фрунзе	430,37	-36,14					500			
44	Фрунзенская (ВН)	483,2	13,7	806	267	2,57	238,05	1140			
46	СН Фрунзе	189,1	0	-798	-247	1,17		1120			
47	НН Фрунзе	8,6	-0,3	-8	-4	0	0,05	12			
46	СН Фрунзе	189,11	-36,11	1000	300			220			
45	Нуль АТ Фрунзе	430,4	0	797	247	1,17		2546			
47	НН Фрунзе	8,59	-36,42	10	5			10			
45	Нуль АТ Фрунзе	430,4	0,3	8	4	0	0,05	615			
48	Тохтагульская ГЭС	515				1746,9	1119,2	515	-1000	1000	
44	Фрунзенская (ВН)	483,2	-22,5	-871	110	84,61	324,02	984	0	-370,69	
44	Фрунзенская (ВН)	483,2	-22,5	-835	-15	32,95	328,48	936	0	-381,33	

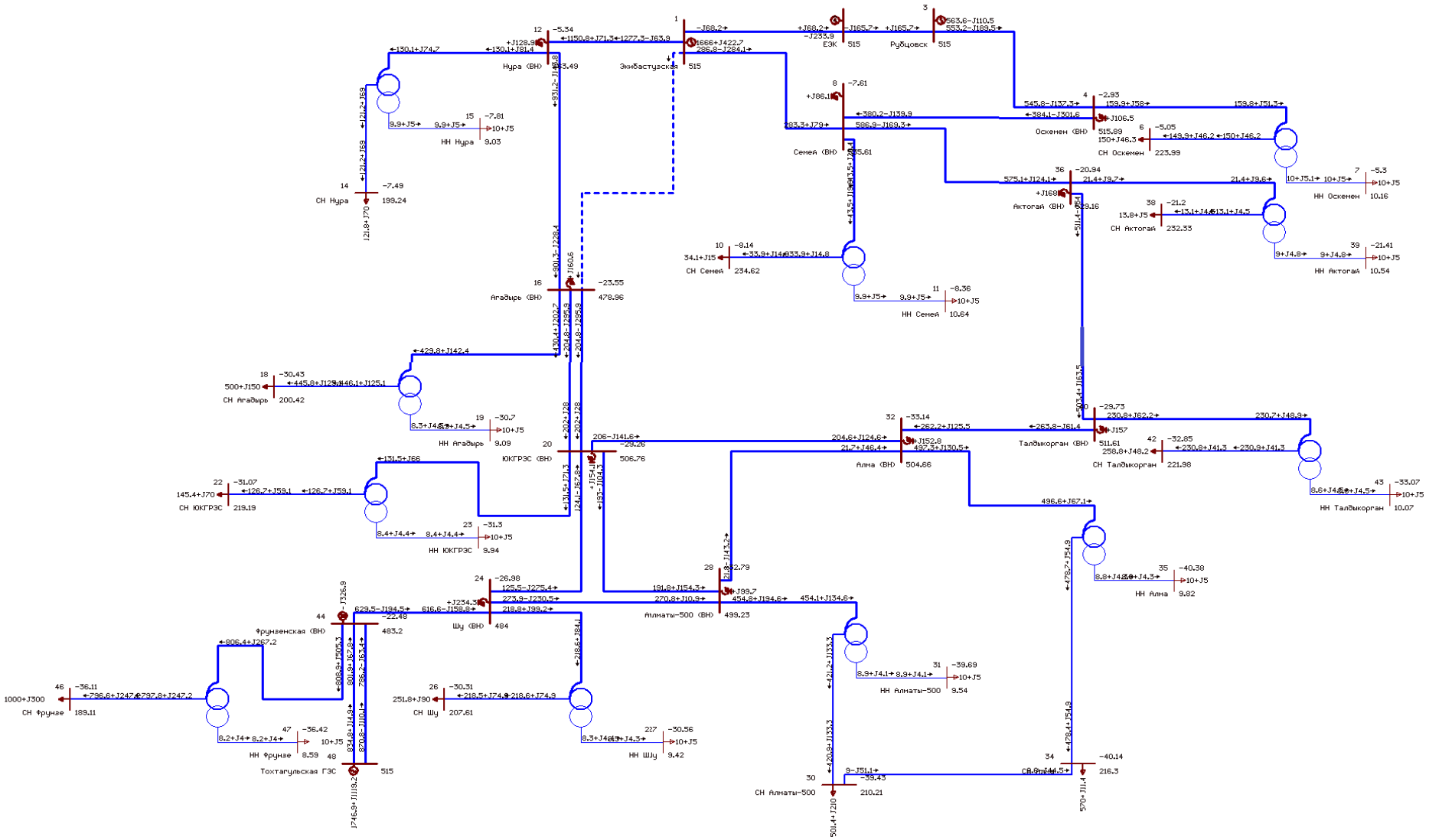


Рисунок 3.4 – Расчет послеаварийного режима сети 500 кВ при отключении головного участка транзита 500 кВ Север-Юг (зимний максимум)

Карта потокораспределения мощностей в послеаварийном режиме при отключении головного участка ВЛ-500 кВ в зимний максимум указана на рисунке 3.4.

Вывод:

Расчет послеаварийного режима сети 500 кВ с учетом третьей цепи транзита Север-Восток-Юг показал, что при отключении в головном участке одной из двух параллельных цепей транзита 500 кВ Север-Юг переток мощности по двум оставшимся в работе цепей транзита 500 кВ составляет 1581,1 МВт при этом достигая пределов статической устойчивости.

3.5 Расчет установившегося нормального режима сетей 500 кВ с учетом третьей цепи транзита 500 кВ Север-Восток-Юг (летний минимум)

Расчет установившегося режима работы в период летних нагрузок проводится аналогично предыдущим расчетам. Расчетные летние нагрузки заданы в таблице 3.11. Исходные данные указаны в таблицах 3.6 и 3.11.

Таблица 3.11 – Расчетные нагрузки подстанций (летний минимум)

Подстанция	Расчетные перспективные нагрузки
	P+jQ, МВА
ПС Нура	44,1+j113
ПС Агадырь	13,3+j10
ПС ЮКГРЭС	58,8+j20
ПС Шу	115,7+j55
ПС Фрунзенская	750+j205
ПС Алматы-500	229,5+j120
ПС Оскемен	284+j62,8
ПС Семей	63,8+j25
ПС Актогай	10,3+j41,1
ПС Талдыкорган	80,6+45,4
ПС Алма	20+j9

Таблица 3.12 – Результаты расчета летнего минимума (Узлы+Ветви)

№	Название	V	Delta	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	Q_ш
Ny	Название	V_2	dDelta	P_л	Q_л	dP	dQ	I_л	P_ш	Q_ш	
1	Экибастузская	515				577,1	-556,1	515	-1000	1000	
2	ЕЭК	515			68			76		-136,33	
12	Нура (ВН)	497,7	-0,8	-323	15	9,24	8,37	362		-267	

Продолжение таблицы 3.12

№	Название	V	Delta	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	Q_ш
16	Агадырь (ВН)	514,3	-4,8	-138	295	2,98	11,42	366		-534,47	
8	Семей (ВН)	509,4	-3,1	-116	178	0,52	6,41	238		-385,29	
2	ЕЭК	515				0	-233,9	515	-1000	1000	
1	Экибастузская	515			68			76		-136,33	
3	Рубцовск	515			166			186		-331,48	
3	Рубцовск	515				390,1	-45,3	515	-1000	1000	
2	ЕЭК	515			166			186		-331,48	
4	Оскемен (ВН)	503,6	-1,8	-390	-120	4,01	15,37	458		-78,7	
4	Оскемен (ВН)	503,57	-1,76					500			254
3	Рубцовск	515	1,8	386	184	4,01	15,37	490		-78,7	
5	Нуль АТ Оскемен	494,2	-4	-284	-84	0,2	21,18	340			
8	Семей (ВН)	509,4	-1,3	-102	154	0,31	3,11	211	0	-186,75	
5	Нуль АТ Оскемен	494,24	-5,75					500			
4	Оскемен (ВН)	503,6	4	284	63	0,2	21,18	340			
6	СН Оскемен	217,4	0	-274	-58	0,13		327			
7	НН Оскемен	9,9	-0,3	-10	-5	0	0,06	13			
6	СН Оскемен	217,37	-5,75	274	57,8			220			
5	Нуль АТ Оскемен	494,2	0	274	58	0,13		744			
7	НН Оскемен	9,86	-6,02	10	5			10			
5	Нуль АТ Оскемен	494,2	0,3	10	5	0	0,06	655			
8	Семей (ВН)	509,39	-3,1					500			415
4	Оскемен (ВН)	503,6	1,3	101	30	0,31	3,11	120	0	-186,75	
9	Нуль АТ Семей	506,2	-0,9	-64	-26	0,01	1,12	78			
1	Экибастузская	515	3,1	115	201	0,52	6,41	263		-385,29	
36	Актогай (ВН)	510,7	-3,8	-153	211	0,89	10,19	295		-393,75	
9	Нуль АТ Семей	506,23	-3,97					500			
8	Семей (ВН)	509,4	0,9	64	25	0,01	1,12	78			
10	СН Семей	222,7	0	-54	-20	0,01		65			
11	НН Семей	10,1	-0,3	-10	-5	0	0,06	13			
10	СН Семей	222,72	-3,97	53,8	20			220			
9	Нуль АТ Семей	506,2	0	54	20	0,01		149			
11	НН Семей	10,1	-4,22	10	5			10			
9	Нуль АТ Семей	506,2	0,3	10	5	0	0,06	639			
12	Нура (ВН)	497,74	-0,78					500			372
1	Экибастузская	515	0,8	314	244	9,24	8,37	461		-267	
13	Нуль АТ Нура	483,2	-1,2	-84	-118	0,06	5,2	168			
16	Агадырь (ВН)	514,3	-4	-230	246	2,05	20,52	390	0	-248,48	
13	Нуль АТ Нура	483,22	-1,98					500			
12	Нура (ВН)	497,7	1,2	84	113	0,06	5,2	168			

Продолжение таблицы 3.12

№	Название	V	Delta	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	Q_ш
14	СН Нура	212,6	0	-74	-108	0,02		157			
15	НН Нура	9,6	-0,3	-10	-5	0	0,06	13			
14	СН Нура	212,59	-1,97	74,1	108			220			
13	Нуль АТ Нура	483,2	0	74	108	0,02		356			
15	НН Нура	9,64	-2,26	10	5			10			
13	Нуль АТ Нура	483,2	0,3	10	5	0	0,06	670			
16	Агадырь (ВН)	514,34	-4,8					500			582
1	Экибастузская	515	4,8	135	228	2,98	11,42	297		-534,47	
17	Нуль АТ Агадырь	513,1	-0,2	-13	-10	0	0,06	19			
12	Нура (ВН)	497,7	4	228	-18	2,05	20,52	256	0	-248,48	
20	ЮКГРЭС (ВН)	511,9	-4,2	-175	191	1,28	12,8	291		-381,54	
20	ЮКГРЭС (ВН)	511,9	-4,2	-175	191	1,28	12,8	291		-381,54	
17	Нуль АТ Агадырь	513,13	-4,98					500			
16	Агадырь (ВН)	514,3	0,2	13	10	0	0,06	19			
18	СН Агадырь	225,8	0	-3	-5	0		7			
19	НН Агадырь	10,2	-0,2	-10	-5	0	0,05	13			
18	СН Агадырь	225,78	-4,97	3,3	5			220			
17	Нуль АТ Агадырь	513,1	0	3	5	0		15			
19	НН Агадырь	10,24	-5,22	10	5			10			
17	Нуль АТ Агадырь	513,1	0,2	10	5	0	0,05	630			
20	ЮКГРЭС (ВН)	511,86	-9,02					500			576
16	Агадырь (ВН)	514,3	4,2	173	178	1,28	12,8	280		-381,54	
21	Нуль АТ ЮКГРЭС	509,3	-0,8	-59	-21	0,01	0,91	70			
24	Шу (ВН)	494,1	-1,5	-110	-5	0,71	7,09	124		-227,42	
28	Алматы-500 (ВН)	505,9	-1,9	-107	112	0,39	3,85	175	0	-277,14	
32	Алма (ВН)	509,4	-1,3	-71	135	0,16	1,63	172	0	-285,54	
16	Агадырь (ВН)	514,3	4,2	173	178	1,28	12,8	280		-381,54	
21	Нуль АТ ЮКГРЭС	509,33	-9,81					500			
20	ЮКГРЭС (ВН)	511,9	0,8	59	20	0,01	0,91	70			
22	СН ЮКГРЭС	224,1	0	-49	-15	0		58			
23	НН ЮКГРЭС	10,2	-0,2	-10	-5	0	0,05	13			
22	СН ЮКГРЭС	224,09	-9,81	48,8	15			220			
21	Нуль АТ ЮКГРЭС	509,3	0	49	15	0		132			
23	НН ЮКГРЭС	10,16	-10,06	10	5			10			
21	Нуль АТ ЮКГРЭС	509,3	0,2	10	5	0	0,05	635			
24	Шу (ВН)	494,13	-10,54					500			269
20	ЮКГРЭС (ВН)	511,9	1,5	109	225	0,71	7,09	292		-227,42	
25	Нуль АТ Шу	486,8	-1,7	-116	-59	0,05	4,23	152			
28	Алматы-500 (ВН)	505,9	-0,4	-12	206	0,17	1,72	242		-281,94	

Продолжение таблицы 3.12

№	Название	V	Delta	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	Q_ш
44	Фрунзенская (ВН)	486,2	0,4	19	-104	0,65	2,49	123	0	-87,2	
25	Нуль АТ Шу	486,85	-12,21					500			
24	Шу (ВН)	494,1	1,7	116	55	0,05	4,23	152			
26	СН Шу	214,2	0	-106	-50	0,02		139			
27	НН Шу	9,7	-0,3	-10	-5	0	0,06	13			
26	СН Шу	214,18	-12,21	105,7	50			220			
25	Нуль АТ Шу	486,8	0	106	50	0,02		315			
27	НН Шу	9,71	-12,48	10	5			10			
25	Нуль АТ Шу	486,8	0,3	10	5	0	0,06	665			
28	Алматы-500 (ВН)	505,93	-10,92					500			256
20	ЮКГРЭС (ВН)	511,9	1,9	107	161	0,39	3,85	221	0	-277,14	
29	Нуль АТ Алматы-500	493,9	-2,4	-169	-101	0,1	9,24	225			
32	Алма (ВН)	509,4	0,6	50	122	0,07	0,7	150		-194,64	
24	Шу (ВН)	494,1	0,4	12	74	0,17	1,72	85		-281,94	
29	Нуль АТ Алматы-500	493,92	-13,27					500			
28	Алматы-500 (ВН)	505,9	2,4	169	92	0,1	9,24	225			
30	СН Алматы-500	217,3	0	-159	-87	0,04		211			
31	НН Алматы-500	9,9	-0,3	-10	-5	0	0,06	13			
30	СН Алматы-500	217,28	-13,26	219,5	115			220			
29	Нуль АТ Алматы-500	493,9	0	159	87	0,04		481			
34	СН Алма	222,4	1,9	61	28	0,6	2,56	178	0	-8,6	
31	НН Алматы-500	9,85	-13,53	10	5			10			
29	Нуль АТ Алматы-500	493,9	0,3	10	5	0	0,06	655			
32	Алма (ВН)	509,43	-10,31					500			260
20	ЮКГРЭС (ВН)	511,9	1,3	71	149	0,16	1,63	187	0	-285,54	
33	Нуль АТ Алма	505,4	-1,1	-81	-33	0,02	1,82	100			
28	Алматы-500 (ВН)	505,9	-0,6	-50	72	0,07	0,7	99		-194,64	
40	Талдыкорган (ВН)	506,7	0,8	60	72	0,1	1,04	106	0	-202,9	
33	Нуль АТ Алма	505,45	-11,41					500			
32	Алма (ВН)	509,4	1,1	81	31	0,02	1,82	100			
34	СН Алма	222,4	0	-71	-26	0,01		87			
35	НН Алма	10,1	-0,3	-10	-5	0	0,06	13			
34	СН Алма	222,38	-11,41	10	4			220			
33	Нуль АТ Алма	505,4	0	71	26	0,01		197			
30	СН Алматы-500	217,3	-1,9	-61	-22	0,6	2,56	169	0	-8,6	
35	НН Алма	10,09	-11,66	10	5			10			

Продолжение таблицы 3.12

№	Название	V	Delta	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	Q_ш
33	Нуль АТ Алма	505,4	0,3	10	5	0	0,06	640			
36	Актогай (ВН)	510,7	-6,91					500			261
8	Семей (ВН)	509,4	3,8	152	173	0,89	10,19	260		-393,75	
37	Нуль АТ Актогай	505,7	-0,1	-10	-42	0	0,43	48			
40	Талдыкорган (ВН)	506,7	-2,6	-142	129	0,64	6,42	217	0	-284,23	
37	Нуль АТ Актогай	505,71	-7,05					500			
36	Актогай (ВН)	510,7	0,1	10	41	0	0,43	48			
38	СН Актогай	222,5	0	0	-36	0		41			
39	НН Актогай	10,1	-0,3	-10	-5	0	0,06	13			
38	СН Актогай	222,51	-7,05	0,3	36,1			220			
37	Нуль АТ Актогай	505,7	0	0	36	0		94			
39	НН Актогай	10,09	-7,3	10	5			10			
37	Нуль АТ Актогай	505,7	0,3	10	5	0	0,06	640			
40	Талдыкорган (ВН)	506,67	-9,48					500			231
36	Актогай (ВН)	510,7	2,6	141	148	0,64	6,42	233	0	-284,23	
41	Нуль АТ Талдыкорган	500,9	-1,1	-81	-48	0,02	2,09	107			
32	Алма (ВН)	509,4	-0,8	-60	130	0,1	1,04	164	0	-202,9	
41	Нуль АТ Талдыкорган	500,93	-10,59					500			
40	Талдыкорган (ВН)	506,7	1,1	81	45	0,02	2,09	107			
42	СН Талдыкорган	220,4	0	-71	-40	0,01		94			
43	НН Талдыкорган	10	-0,3	-10	-5	0	0,06	13			
42	СН Талдыкорган	220,39	-10,58	70,6	40,4			220			
41	Нуль АТ Талдыкорган	500,9	0	71	40	0,01		213			
43	НН Талдыкорган	9,99	-10,84	10	5			10			
41	Нуль АТ Талдыкорган	500,9	0,3	10	5	0	0,06	646			
44	Фрунзенская (ВН)	486,22	-10,16					500			189
24	Шу (ВН)	494,1	-0,4	-20	188	0,65	2,49	225	0	-87,2	
45	Нуль АТ Фрунзе	446,1	-12,2	-753	-391	2,01	186,04	1007			
48	Тохтагульская ГЭС	515	10,2	390	163	18,92	72,44	503		-372,86	
48	Тохтагульская ГЭС	515	10,2	382	228	7,37	73,44	529		-383,57	
45	Нуль АТ Фрунзе	446,08	-22,34					500			
44	Фрунзенская (ВН)	486,2	12,2	751	205	2,01	186,04	1007			

Продолжение таблицы 3.12

№	Название	V	Delta	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	Q_ш
46	СН Фрунзе	196	0	-741	-200	0,92		993			
47	НН Фрунзе	8,9	-0,3	-10	-5	0	0,07	15			
46	СН Фрунзе	196,05	-22,32	740	200			220			
45	Нуль АТ Фрунзе	446,1	0	740	200	0,92		2257			
47	НН Фрунзе	8,89	-22,66	10	5			10			
45	Нуль АТ Фрунзе	446,1	0,3	10	5	0	0,07	726			
48	Тохтагульская ГЭС	515				798,9	-218,6	515	-1000	1000	
44	Фрунзенская (ВН)	486,2	-10,2	-409	137	18,92	72,44	484		-372,86	
44	Фрунзенская (ВН)	486,2	-10,2	-390	82	7,37	73,44	446		-383,57	

Карта потокораспределения мощностей сети 500 кВ с учетом третьей цепи транзита 500 кВ Север-Восток-Юг в период летних минимальных нагрузок указана на рисунке 3.5.

Вывод:

Расчет установившегося режима сетей 500 кВ с учетом летних минимальных нагрузок показал, что переток мощности по трем цепям транзита 500 кВ Север-Юг составляет 520,8 МВт, что обуславливает низкую загруженной ВЛ-500 кВ, а также сохранения предела по статической устойчивости.

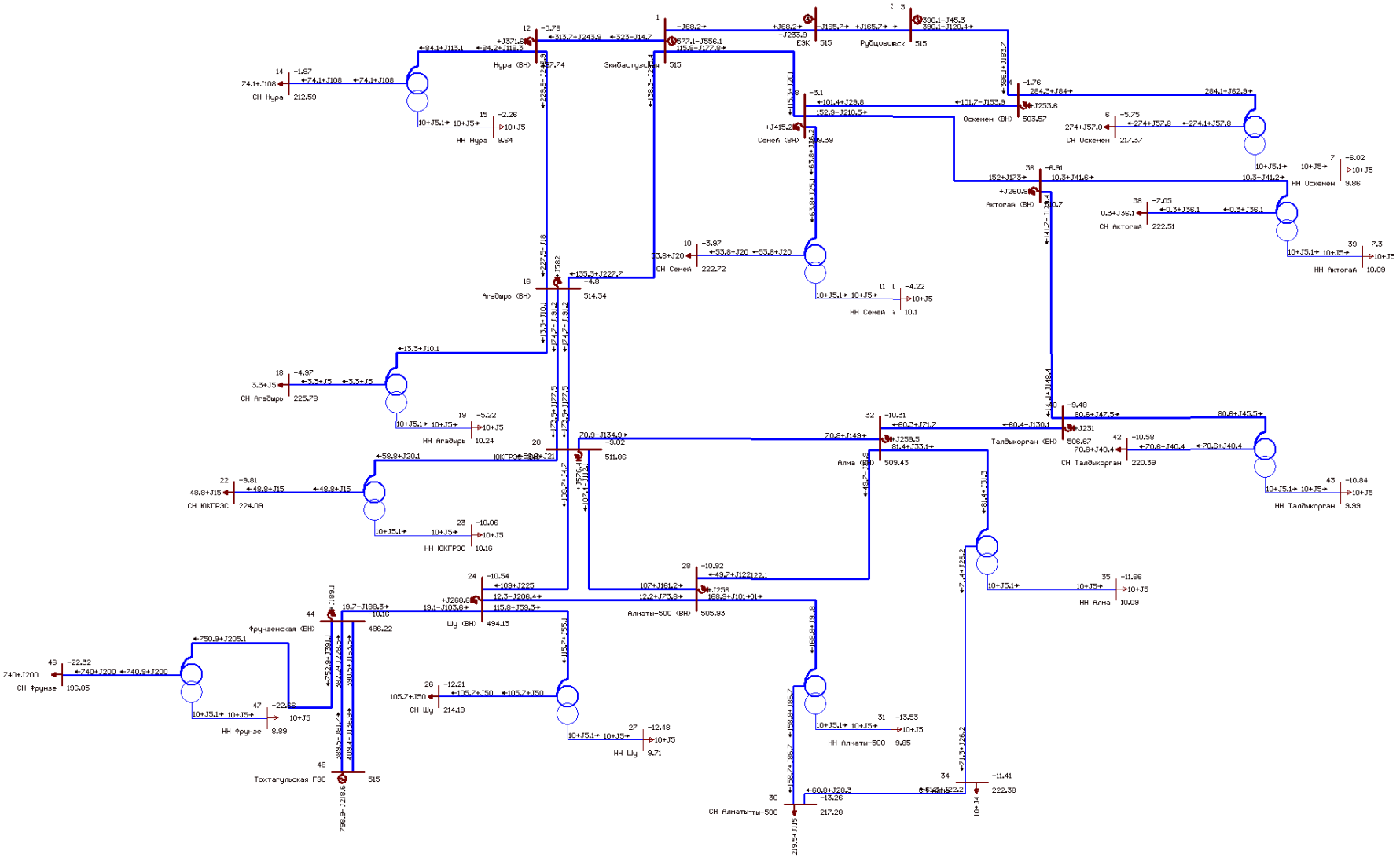


Рисунок 3.5 – Расчет установившегося нормального режима работы сетей 500 кВ с учетом ввода третьей цепи транзита 500кВ Север-Восток-Юг (летний минимум)

3.6 Расчет послеаварийного режима работы сети 500 кВ с вводом третьей цепи транзита 500 кВ Север-Восток-Юг (летний минимум)

В качестве послеаварийного режима сети 500 кВ рассматривается отключение одной из линий близ генерирующего узла (отключение ВЛ-500 кВ «Экибастузская ГРЭС – ПС Агадырь»). Данный режим рассматривается, так как балансирующий Экибастузский энергоузел имеет две одноцепные ВЛ, каждая из которых уходит на отдельный узел нагрузки. При отключении одной из ВЛ наблюдается другое потокораспределение от балансирующих узлов к узлам нагрузки. Исходные данные заданы в таблицах 3.6 и 3.11.

Таблица 3.13 – Узлы+Ветви;

№	Название	V	Delta	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	Q_ш
Ny	Название	V_2	dDelta	P_л	Q_л	dP	dQ	I_л	P_ш	Q_ш	
1	Экибастузская	515				532,8	-181,7	515	-1000	1000	
2	ЕЭК	515			68			76		-136,33	
12	Нура (ВН)	491,6	-0,8	-412	-58	16,09	14,58	466	0	-263,82	
16	Агадырь (ВН)										
8	Семей (ВН)	507,8	-3,2	-121	171	0,58	7,09	235		-384,11	
2	ЕЭК	515				0	-233,9	515	-1000	1000	
1	Экибастузская	515			68			76		-136,33	
3	Рубцовск	515			166			186		-331,48	
3	Рубцовск	515				398,6	-35,7	515	-1000	1000	
2	ЕЭК	515			166			186		-331,48	
4	Оскемен (ВН)	503	-1,8	-399	-130	4,24	16,22	470	0	-78,62	
4	Оскемен (ВН)	503,05	-1,79					500			253
3	Рубцовск	515	1,8	394	192	4,24	16,22	504	0	-78,62	
5	Нуль АТ Оскемен	493,7	-4	-284	-84	0,2	21,23	340			
8	Семей (ВН)	507,8	-1,4	-110	145	0,33	3,28	209	0	-185,98	
5	Нуль АТ Оскемен	493,71	-5,79					500			
4	Оскемен (ВН)	503	4	284	63	0,2	21,23	340			
6	СН Оскемен	217,1	0	-274	-58	0,13		328			
7	НН Оскемен	9,8	-0,3	-10	-5	0	0,06	13			
6	СН Оскемен	217,14	-5,79	274	57,8			220			
5	Нуль АТ Оскемен	493,7	0	274	58	0,13		745			
7	НН Оскемен	9,85	-6,06	10	5			10			
5	Нуль АТ Оскемен	493,7	0,3	10	5	0	0,06	655			
8	Семей (ВН)	507,81	-3,24					500			413
4	Оскемен (ВН)	503	1,4	110	38	0,33	3,28	132	0	-185,98	
9	Нуль АТ Семей	504,6	-0,9	-64	-26	0,01	1,13	78			
1	Экибастузская	515	3,2	120	206	0,58	7,09	271		-384,11	
36	Актогай (ВН)	506	-4,2	-166	195	1,05	12,01	291	0	-388,88	
9	Нуль АТ Семей	504,65	-4,1					500			
8	Семей (ВН)	507,8	0,9	64	25	0,01	1,13	78			

Продолжение таблицы 3.13

№	Название	V	Delta	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	Q_ш
10	СН Семей	222	0	-54	-20	0,01		66			
11	НН Семей	10,1	-0,3	-10	-5	0	0,06	13			
10	СН Семей	222,03	-4,1	53,8	20			220			
9	Нуль АТ Семей	504,6	0	54	20	0,01		149			
11	НН Семей	10,07	-4,36	10	5			10			
9	Нуль АТ Семей	504,6	0,3	10	5	0	0,06	641			
12	Нура (ВН)	491,58	-0,82					500			362
1	Экибастузская	515	0,8	396	307	16,09	14,58	588	0	-263,82	
13	Нуль АТ Нура	476,9	-1,2	-84	-118	0,06	5,34	171			
16	Агадырь (ВН)	497,7	-5,5	-312	174	3,07	30,81	419		-237,36	
13	Нуль АТ Нура	476,86	-2,06					500			
12	Нура (ВН)	491,6	1,2	84	113	0,06	5,34	171			
14	СН Нура	209,8	0	-74	-108	0,02		159			
15	НН Нура	9,5	-0,3	-10	-5	0	0,06	14			
14	СН Нура	209,8	-2,05	74,1	108			220			
13	Нуль АТ Нура	476,9	0	74	108	0,02		360			
15	НН Нура	9,51	-2,34	10	5			10			
13	Нуль АТ Нура	476,9	0,3	10	5	0	0,06	679			
16	Агадырь (ВН)	497,72	-6,35					500			495
1	Экибастузская										
17	Нуль АТ Агадырь	496,5	-0,2	-13	-10	0	0,07	19			
12	Нура (ВН)	491,6	5,5	309	33	3,07	30,81	360		-237,36	
20	ЮКГРЭС (ВН)	508,2	-3,9	-148	236	1,12	11,2	323		-366,68	
20	ЮКГРЭС (ВН)	508,2	-3,9	-148	236	1,12	11,2	323		-366,68	
17	Нуль АТ Агадырь	496,47	-6,53					500			
16	Агадырь (ВН)	497,7	0,2	13	10	0	0,07	19			
18	СН Агадырь	218,4	0	-3	-5	0		7			
19	НН Агадырь	9,9	-0,3	-10	-5	0	0,06	13			
18	СН Агадырь	218,45	-6,53	3,3	5			220			
17	Нуль АТ Агадырь	496,5	0	3	5	0		16			
19	НН Агадырь	9,91	-6,79	10	5			10			
17	Нуль АТ Агадырь	496,5	0,3	10	5	0	0,06	651			
20	ЮКГРЭС (ВН)	508,24	-10,2					500			517
16	Агадырь (ВН)	497,7	3,9	146	119	1,12	11,2	214		-366,68	
21	Нуль АТ ЮКГРЭС	505,7	-0,8	-59	-21	0,01	0,92	71			
24	Шу (ВН)	496,5	-1,1	-81	37	0,34	3,42	101		-226,83	
28	Алматы-500 (ВН)	504,5	-1,7	-95	123	0,29	2,93	176		-274,37	
32	Алма (ВН)	507,1	-1,1	-58	140	0,11	1,1	172		-282,21	
16	Агадырь (ВН)	497,7	3,9	146	119	1,12	11,2	214		-366,68	
21	Нуль АТ ЮКГРЭС	505,71	-11					500			
20	ЮКГРЭС (ВН)	508,2	0,8	59	20	0,01	0,92	71			
22	СН ЮКГРЭС	222,5	0	-49	-15	0		58			

Продолжение таблицы 3.13

№	Название	V	Delta	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	Q_ш
23	НН ЮКГРЭС	10,1	-0,3	-10	-5	0	0,06	13			
22	СН ЮКГРЭС	222,5	-10,99	48,8	15			220			
21	Нуль АТ ЮКГРЭС	505,7	0	49	15	0		132			
23	НН ЮКГРЭС	10,09	-11,25	10	5			10			
21	Нуль АТ ЮКГРЭС	505,7	0,3	10	5	0	0,06	639			
24	Шу (ВН)	496,52	-11,34					500			222
20	ЮКГРЭС (ВН)	508,2	1,1	81	187	0,34	3,42	236		-226,83	
25	Нуль АТ Шу	489,3	-1,7	-116	-59	0,05	4,18	151			
28	Алматы-500 (ВН)	504,5	-0,6	-24	187	0,1	1,01	219	0	-282,44	
44	Фрунзенская (ВН)	489,8	0,6	59	-93	0,65	2,49	128	0	-88,27	
25	Нуль АТ Шу	489,29	-12,99					500			
24	Шу (ВН)	496,5	1,7	116	55	0,05	4,18	151			
26	СН Шу	215,3	0	-106	-50	0,02		138			
27	НН Шу	9,8	-0,3	-10	-5	0	0,06	13			
26	СН Шу	215,26	-12,99	105,7	50			220			
25	Нуль АТ Шу	489,3	0	106	50	0,02		314			
27	НН Шу	9,76	-13,26	10	5			10			
25	Нуль АТ Шу	489,3	0,3	10	5	0	0,06	661			
28	Алматы-500 (ВН)	504,45	-11,91					500			254
20	ЮКГРЭС (ВН)	508,2	1,7	95	149	0,29	2,93	202		-274,37	
29	Нуль АТ Алматы-500	492,3	-2,4	-169	-102	0,1	9,34	226			
32	Алма (ВН)	507,1	0,6	50	114	0,06	0,64	142	0	-193,18	
24	Шу (ВН)	496,5	0,6	24	94	0,1	1,01	112	0	-282,44	
29	Нуль АТ Алматы-500	492,26	-14,27					500			
28	Алматы-500 (ВН)	504,5	2,4	168	93	0,1	9,34	226			
30	СН Алматы-500	216,5	0	-159	-88	0,04		213			
31	НН Алматы-500	9,8	-0,3	-10	-5	0	0,06	13			
30	СН Алматы-500	216,55	-14,26	219,5	115			220			
29	Нуль АТ Алматы-500	492,3	0	159	88	0,04		484			
34	СН Алма	221,4	1,9	61	27	0,59	2,52	177		-8,54	
31	НН Алматы-500	9,82	-14,53	10	5			10			
29	Нуль АТ Алматы-500	492,3	0,3	10	5	0	0,06	656			
32	Алма (ВН)	507,08	-11,28					500			257
20	ЮКГРЭС (ВН)	508,2	1,1	58	141	0,11	1,1	174		-282,21	
33	Нуль АТ Алма	503,3	-1,1	-81	-31	0,02	1,79	99			
28	Алматы-500 (ВН)	504,5	-0,6	-50	79	0,06	0,64	106	0	-193,18	
40	Талдыкорган (ВН)	504,1	1	73	68	0,15	1,49	114	0	-200,96	
33	Нуль АТ Алма	503,33	-12,39					500			
32	Алма (ВН)	507,1	1,1	81	29	0,02	1,79	99			
34	СН Алма	221,4	0	-71	-25	0,01		87			

Продолжение таблицы 3.13

№	Название	V	Delta	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	Q_ш
35	НН Алма	10	-0,3	-10	-5	0	0,06	13			
34	СН Алма	221,45	-12,39	10	4			220			
33	Нуль АТ Алма	503,3	0	71	25	0,01		197			
30	СН Алматы-500	216,5	-1,9	-61	-21	0,59	2,52	168		-8,54	
35	НН Алма	10,04	-12,64	10	5			10			
33	Нуль АТ Алма	503,3	0,3	10	5	0	0,06	642			
36	Актогай (ВН)	505,96	-7,4					500			282
8	Семей (ВН)	507,8	4,2	165	182	1,05	12,01	280	0	-388,88	
37	Нуль АТ Актогай	501	-0,1	-10	-41	0	0,43	48			
40	Талдыкорган (ВН)	504,1	-2,9	-155	141	0,77	7,72	239	0	-280,17	
37	Нуль АТ Актогай	500,98	-7,53					500			
36	Актогай (ВН)	506	0,1	10	41	0	0,43	48			
38	СН Актогай	220,4	0	0	-36	0		42			
39	НН Актогай	10	-0,3	-10	-5	0	0,06	13			
38	СН Актогай	220,43	-7,53	0,3	36,1			220			
37	Нуль АТ Актогай	501	0	0	36	0		95			
39	НН Актогай	10	-7,79	10	5			10			
37	Нуль АТ Актогай	501	0,3	10	5	0	0,06	645			
40	Талдыкорган (ВН)	504,13	-10,27					500			216
36	Актогай (ВН)	506	2,9	154	131	0,77	7,72	232	0	-280,17	
41	Нуль АТ Талдыкорган	498,4	-1,1	-80	-47	0,02	2,09	107			
32	Алма (ВН)	507,1	-1	-73	132	0,15	1,49	173	0	-200,96	
41	Нуль АТ Талдыкорган	498,42	-11,38					500			
40	Талдыкорган (ВН)	504,1	1,1	80	45	0,02	2,09	107			
42	СН Талдыкорган	219,3	0	-71	-41	0,01		94			
43	НН Талдыкорган	9,9	-0,3	-10	-5	0	0,06	13			
42	СН Талдыкорган	219,28	-11,38	70,6	40,4			220			
41	Нуль АТ Талдыкорган	498,4	0	71	41	0,01		214			
43	НН Талдыкорган	9,94	-11,64	10	5			10			
41	Нуль АТ Талдыкорган	498,4	0,3	10	5	0	0,06	648			
44	Фрунзенская (ВН)	489,82	-10,72					500			144
24	Шу (ВН)	496,5	-0,6	-60	178	0,65	2,49	222	0	-88,27	
45	Нуль АТ Фрунзе	450,3	-12	-752	-387	1,97	182,36	997			
48	Тохтагульская ГЭС	515	10,7	409	142	20,58	78,79	510		-375,48	
48	Тохтагульская ГЭС	515	10,7	404	211	8,01	79,88	537		-386,26	
45	Нуль АТ Фрунзе	450,27	-22,69					500			
44	Фрунзенская (ВН)	489,8	12	750	205	1,97	182,36	997			
46	СН Фрунзе	197,9	0	-741	-200	0,9		984			
47	НН Фрунзе	9	-0,3	-10	-5	0	0,07	14			
46	СН Фрунзе	197,9	-22,67	740	200			220			

Продолжение таблицы 3.13

№	Название	V	Delta	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	Q_ш
45	Нуль АТ Фрунзе	450,3	0	740	200	0,9		2236			
47	НН Фрунзе	8,98	-23	10	5			10			
45	Нуль АТ Фрунзе	450,3	0,3	10	5	0	0,07	718			
48	Тохтагульская ГЭС	515				841,2	-250,2	515	-1000	1000	
44	Фрунзенская (ВН)	489,8	-10,7	-429	154	20,58	78,79	512		-375,48	
44	Фрунзенская (ВН)	489,8	-10,7	-412	96	8,01	79,88	474		-386,26	

Схема потокораспределения мощностей в послеаварийном режиме работы сетей 500 кВ в период летних минимальных нагрузок указана на рисунке 3.6.

Вывод:

Расчет послеаварийного режима работы при отключении головного участка сети 500 кВ с учетом ввода третьей цепи транзита 500 кВ Север-Восток-Юг, показал, что переток мощности по двум оставшимся в работе цепям транзита 500 кВ Север-Юг составляет 477,9 МВт.

Следовательно, в режиме летнего минимума передачи мощности реально осуществление ремонтов ВЛ-500 кВ при последовательном выводе в ремонт отдельных цепей 500 кВ Транзита Север-Юг Казахстана.

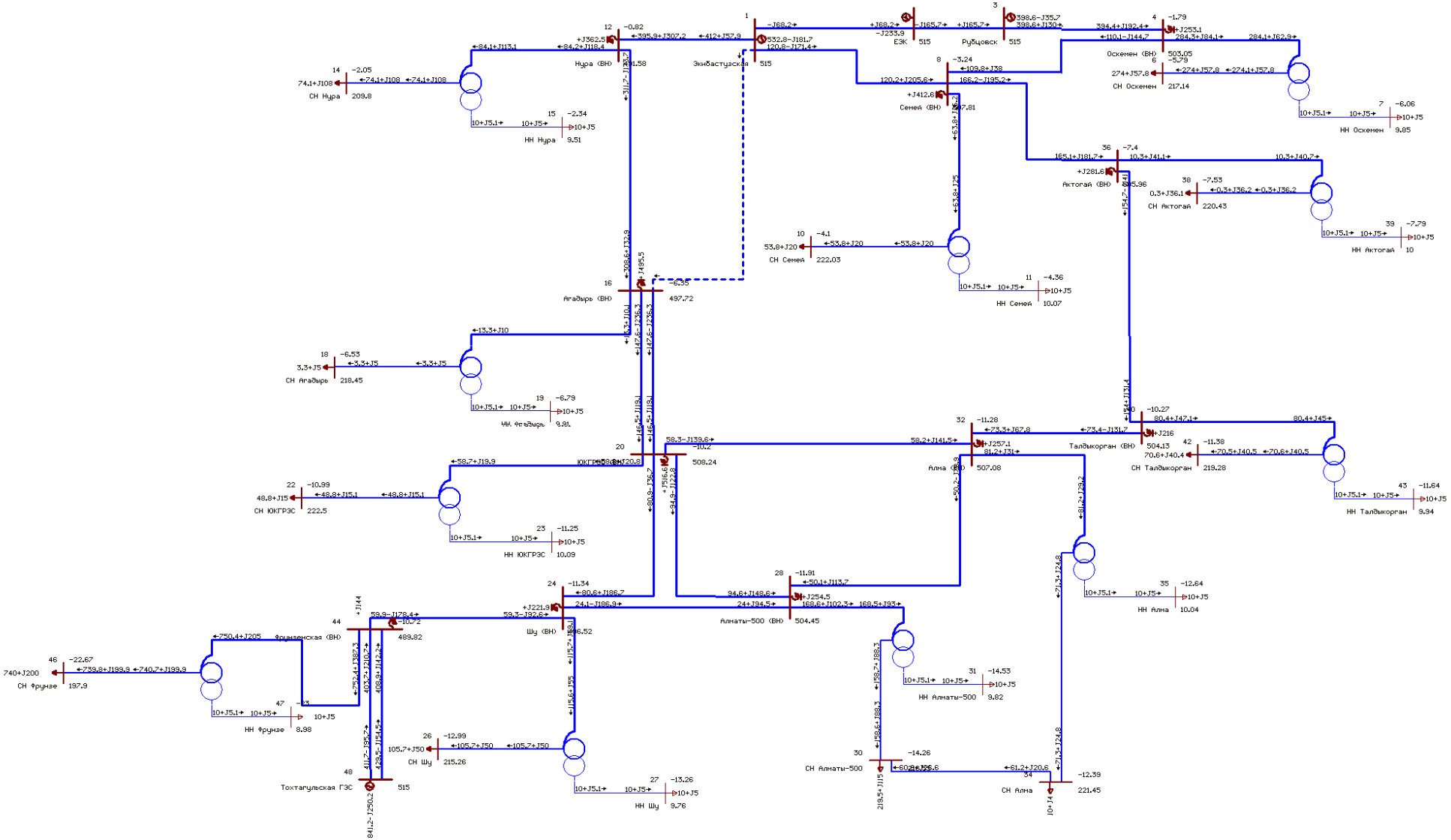


Рисунок 3.6 – Расчет послеаварийного режима работы сети 500 кВ с учетом ввода третьей цепи транзита 500 кВ Север-Восток-Юг (летний минимум)

4 Расчет токов короткого замыкания и выбор основного оборудования проектируемой ПС-500/220/10 кВ «Талдыкорган»

Расчет токов короткого замыкания производится с помощью программного комплекса TKZ, который предназначен для расчета токов коротких замыканий и несимметричных режимов. В данной работе выполнены расчеты режимных характеристик и токов короткого замыкания (далее - КЗ) в сетях 500 кВ. Для сетей 500 кВ основным случаем поперечной несимметрии является однофазное КЗ на землю (ток $I^{(1)}$) [7].

При КЗ на землю, например, фазы А (рисунок 4.1) граничные условия будут выглядеть следующим образом:

$$I_{kB}^{(1)} = 0 \tag{4.1}$$

$$I_{kC}^{(1)} = 0 \tag{4.2}$$

$$U_{kA}^{(1)} = 0 \tag{4.3}$$

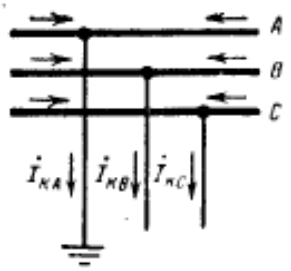


Рисунок 4.1 – Принципиальная схема однофазного замыкания на землю.

Можно убедиться, что при (4.1) и (4.2) симметричные составляющие токов в месте короткого замыкания связаны соотношениями:

$$I_{kA1}^{(1)} = I_{kA2}^{(1)} = I_{k0}^{(1)} = \frac{1}{3} I_{kA}^{(1)} \tag{4.4}$$

Для заземленной фазы в соответствии с (4.3) имеем:

$$\dot{U}_{kA} = \dot{U}_{kA1} + \dot{U}_{kA2} + \dot{U}_{k0} = 0 \tag{4.5}$$

Или, подставляя вместо симметричных составляющих напряжений основные уравнения второго закона Кирхгофа отдельно для каждой последовательности, где симметричные составляющие напряжений выражены через результирующие ЭДС, симметричные составляющие токов в месте короткого замыкания, и результирующих сопротивлений соответствующих последовательностей и учтя (4.4) получим:

$$\dot{E}_{Accy} - j\dot{I}_{kA1} \cdot (X_{1ccy} + X_{2ccy} + X_{0ccy}) = 0$$

откуда:

$$\dot{I}_{kA1} = \frac{\dot{E}_{Accy}}{(X_{1ccy} + X_{2ccy} + X_{0ccy})} \tag{4.6}$$

Ток в поврежденной фазе в месте короткого замыкания:

$$\dot{I}_{kA}^{(1)} = 3\dot{I}_{kA}^{(1)} \tag{4.7}$$

Этот же ток в соответствии с (4.4), является током, поступающим в землю в месте замыкания.

Симметричные составляющие напряжений в месте короткого замыкания:

$$\dot{U}_{k0} = -jX_{0ccy} \cdot \dot{I}_{k0} = -jX_{0ccy} \cdot \dot{I}_{kA1} \tag{4.8}$$

$$\dot{U}_{kA2} = -jX_{2ccy} \cdot \dot{I}_{k0} = -jX_{2ccy} \cdot \dot{I}_{kA1} \tag{4.9}$$

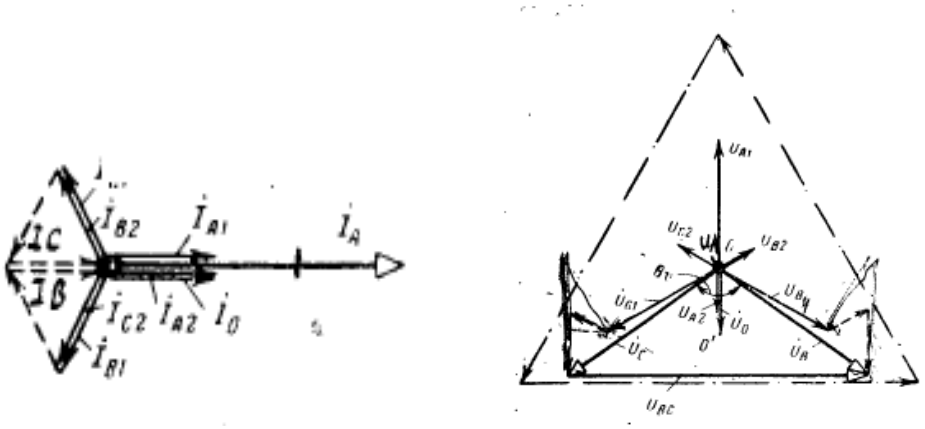
$$\dot{U}_{kA1} = -(\dot{U}_{kA2} + \dot{U}_{k0}) = j(X_{2ccy} + X_{0ccy}) \cdot \dot{I}_{kA1} \tag{4.10}$$

Фазные напряжения относительно земли в месте короткого замыкания будут равны:

$$\dot{U}_{kB}^{(1)} = a^2 \dot{U}_{kA1}^{(1)} + a\dot{U}_{kA2}^{(1)} + \dot{U}_{k0}^{(1)} = j\left[(a^2 - a) \cdot X_{2ccy} + (a^2 - 1) \cdot X_{0ccy}\right] \cdot \dot{I}_{kA1}^{(1)} \tag{4.11}$$

$$\dot{U}_{kC}^{(1)} = j\left[(a^2 - a) \cdot X_{2ccy} + (a - 1) \cdot X_{0ccy}\right] \cdot \dot{I}_{kA1}^{(1)} \tag{4.12}$$

На рисунке 4.2 (а) и (б) приведены векторные диаграммы токов и напряжений в месте однофазного короткого замыкания. Угол θ_U между напряжениями неповрежденных фаз зависит от соотношения между $X_{2сум}$ и $X_{0сум}$. Угол θ_U изменяется в пределах: $60^0 \le \theta_U \le 180^0$.



а б

Рисунок 4.2 – Векторная диаграмма токов (а) и напряжений (б) в месте короткого замыкания.

Математическая модель, используемая в программе TKZ, базируется на использовании правила эквивалентности прямой последовательности для расчетов несимметричных токов короткого замыкания в сложнозамкнутых сетях электроэнергетических систем, в состав которых входят сотни узлов и тысячи ветвей.

Обращаясь к полученным в выражениям для симметричных составляющих токов и напряжений в месте несимметричного короткого замыкания, которые для большей наглядности сведены таблицу 4.1, замечаем, что токи обратной и нулевой последовательностей и напряжения всех последовательностей пропорциональны току прямой последовательности в месте короткого замыкания. Следовательно, задача расчета любого несимметричного короткого замыкания, прежде всего, состоит в нахождении тока прямой последовательности в месте рассматриваемого вида короткого замыкания.

В свою очередь, ток прямой последовательности особой фазы (А) при любом (n) виде несимметричного короткого замыкания выразить в общем виде как:

$$\dot{I}_{kA1}^{(1)} = \frac{\dot{E}_{Accy}}{jX_{1ccy} + Z_{\Delta}^{(n)}} \qquad (4.13)$$

где $Z_{\Delta}^{(n)}$ – дополнительное сопротивление, величина которого для каждого вида короткого замыкания определяется соответствующим выражением из таблицы 4.1.

Помимо того, поскольку фазные токи в месте короткого замыкания также пропорциональны току прямой последовательности, модуль фазного

тока в месте любого (n) несимметричного короткого замыкания в общем виде можно представить как:

$$\dot{I}_k^{(n)} = m^{(n)} \cdot I_{k1}^{(n)} \qquad (4.14)$$

где $m^{(n)}$ – коэффициент, определяемый по данным таблицы 4.1.

Обобщенная запись выражения (4.13) позволила Н. Н. Щедрину впервые сформулировать следующее весьма важное положение 1.

Ток прямой последовательности любого несимметричного короткого замыкания может быть определен как ток при трехфазном коротком замыкании в точке, удаленной от действительной точки короткого замыкания на дополнительное сопротивление $Z_\Delta^{(n)}$*, которое не зависит от параметров схемы прямой последовательности и для каждого вида короткого замыкания определяется результирующими сопротивлениями обратной и нулевой последовательностей относительно рассматриваемой точки схемы, а также в общем случае сопротивлением возникшей дуги.*

Это положение, которое называют правилом эквивалентности прямой последовательности, которое справедливо при условии, когда рассматривается только основная гармоника тока несимметричного короткого замыкания.

Из выражения для напряжения $\dot{U}_{к1}$ (таблица 4.1) видно, что это напряжение можно записать в общем виде как:

$$\dot{U}_{k1}^{(n)} = Z_\Delta^{(n)} \cdot I_{k1}^{(n)} \qquad (4.15)$$

Для большей наглядности на рисунке 4.3 показывается смысл эквивалентного трехфазного короткого замыкания, при котором могут быть найдены ток и напряжение прямой последовательности в месте заданного несимметричного короткого замыкания.

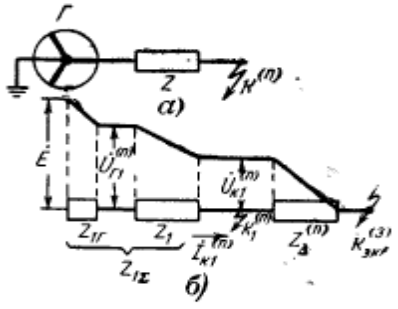


Рисунок 4.3 – Несимметричное короткое замыкание (а) и эквивалентное трехфазное короткое замыкание (б) для определения величин токов и напряжений прямой последовательности.

Таблица 4.1 – Симметричные составляющие токов и напряжений в месте несимметричных замыканий через дугу, значения дополнительного сопротивления $Z_{\Delta}^{(n)}$ и коэффициента $m^{(n)}$

Определяемые величины и их обозначения		При замыканиях		
		Двухфазном	Однофазном	Двухфазном на землю
Ток прямой последовательности	$\dot{I}_{A1}$	$\frac{\dot{E}_A}{r_д + j(X_1 + X_2)}$	$\frac{\dot{E}_A}{3r_д + j(X_1 + X_2 + X_0)}$	$\frac{\dot{E}_A}{jX_1 + jX_2 // (3r_д + jX_0)}$
Ток обратной последовательности	$\dot{I}_{A2}$	$-\dot{I}_{A1}$	$\dot{I}_{A1}$	$\frac{-3(\dot{r}_д + jX_0)}{3r_д + j(X_2 + X_0)} \cdot \dot{I}_{A1}$
Ток нулевой последовательности	$\dot{I}_0$	0	$\dot{I}_{A1}$	$\frac{-j\dot{X}_2}{3r_д + j(X_2 + X_0)} \cdot \dot{I}_{A1}$
Напряжение прямой последовательности	$\dot{U}_{A1}$	$(r_д + jX_2) \cdot \dot{I}_{A1}$	$\left[3r_д + j(X_2 + X_0)\right] \cdot \dot{I}_{A1}$	$\left[jX_2 // 3r_д + jX_0)\right] \cdot \dot{I}_{A1}$
Напряжение обратной последовательности	$\dot{U}_{A2}$	$jX_2 \cdot \dot{I}_{A1}$	$-jX_2 \cdot \dot{I}_{A1}$	$\frac{jX_2(3\dot{r}_д + jX_0)}{3r_д + j(X_2 + X_0)} \cdot \dot{I}_{A1}$
Напряжение нулевой последовательности	$\dot{U}_0$	Предшествующее значение	$-jX_0 \cdot \dot{I}_{A1}$	$\frac{-j\dot{X}_2X_0}{3r_д + j(X_2 + X_0)} \cdot \dot{I}_{A1}$

Вид замыкания	(n)	$Z_{\Delta}^{(n)}$	$m^{(n)}$
Трехфазное	(3)	0	1
Двухфазное	(2)	$r_д + jX_2$	$\sqrt{3}$
Однофазное	(1)	$3r_д + j(X_2 + X_0)$	3
Двухфазное на землю	(1,1)	$jX_2 // (3r_д + jX_0)$	$\left\lvert a^2 - \frac{jX_2 + a(3r_д + jX_0)}{3r_д + j(X_2 + X_0)} \right\rvert$
Тоже самое при $r_д$=0	(1,1)	$jX_2 // jX_0$	$\sqrt{3} \cdot \sqrt{1 - \frac{X_2 \cdot X_0}{(X_2 + X_0)^2}}$

На схеме замещения сетей 500 кВ указаны точки короткого замыкания:

1) К-1-шины высокого напряжения ПС «Алма»;
2) К-2-шины высокого напряжения ПС «Талдыкорган».

Расчет токов короткого замыкания производится согласно схеме-замещения (Приложение А, рисунок А-1) и ее параметров прямой, обратной и нулевой последовательностей (Приложение А, рисунок А-2, рисунок А-3, рисунок А-4) (Таблица 4.1, 4.2).

Таблица 4.1 – Параметры схемы замещения прямой и обратной последовательности

Тип	Пар	Узел-1	Узел-2	R1	X1	E;K;B(c);	Фаза	N эл.
4	0	0	1	0	12	500	0	0
0	0	1	12	0	78,58	0	0	0
0	0	12	16	0	74	0	0	0
0	0	16	20	0	110,9	0	0	0
0	0	20	24	0	68,7	0	0	0
4	0	0	48	0	37	500	0	0
0	0	48	44	0	117	0	0	0
0	0	44	24	0	27,39	0	0	0
0	0	28	24	0	86,2	0	0	0
0	0	28	20	0	81,9	0	0	0
3	0	28	29	0	61,1	1	0	0
3	0	29	30	0	0,1	2,27	0	0
3	0	29	31	0	113,5	50	0	0
0	0	30	34	0	28,3	0	0	0
3	0	33	34	0	0,1	2,27	0	0
3	0	32	33	0	61,1	1	0	0
0	0	28	32	0	57,8	0	0	0
0	0	20	32	0	83,8	0	0	0
0	0	32	40	0	59,7	0	0	0
3	0	40	41	0	61,1	1	0	0
3	0	41	42	0	0,1	2,27	0	0
3	0	41	43	0	113,5	50	0	0
0	0	1	8	0	124,14	0	0	0
0	0	8	36	0	112,15	0	0	0
0	0	36	40	0	82,53	0	0	0
0	0	1	2	0	38,8	0	0	0
4	0	0	2	0	23	500	0	0
0	0	2	3	0	95,6	0	0	0
4	0	0	3	0	37	500	0	0
0	0	3	4	0	22,9	0	0	0
0	0	4	8	0	55,7	0	0	0

Таблица 4.2 – Параметры схемы замещения нулевой последовательности

Тип	Пар	Узел-1	Узел-2	R1	X1	E;K;B(c);	Фаза	N эл.
0	0	1	12	0	235,74	0	0	0
0	0	12	16	0	222,6	0	0	0
0	0	16	20	0	332,7	0	0	0
0	0	20	24	0	206,1	0	0	0
0	0	48	44	0	336,6	0	0	0
0	0	44	24	0	82,17	0	0	0
0	0	28	24	0	258,6	0	0	0
0	0	28	20	0	245,7	0	0	0
3	0	28	29	0	61,1	1	0	0
3	0	29	30	0	0,1	2,27	0	0

Продолжение таблицы 4.2

Тип	Пар	Узел-1	Узел-2	R1	X1	E;K;B(c);	Фаза	N эл.
3	0	29	31	0	113,5	50	0	0
0	0	30	34	0	84,9	0	0	0
3	0	33	34	0	0,1	2,27	0	0
3	0	32	33	0	61,1	1	0	0
0	0	28	32	0	173,4	0	0	0
0	0	20	32	0	251,43	0	0	0
0	0	32	40	0	177,21	0	0	0
3	0	40	41	0	61,1	1	0	0
3	0	41	42	0	0,1	2,27	0	0
3	0	41	43	0	113,5	50	0	0
0	0	1	8	0	372,42	0	0	0
0	0	8	36	0	336,45	0	0	0
0	0	36	40	0	247,59	0	0	0
0	0	1	2	0	116,4	0	0	0
0	0	2	3	0	286,8	0	0	0
0	0	3	4	0	68,7	0	0	0
0	0	4	8	0	167,13	0	0	0

Таблица 4.3- Результаты расчета однофазного КЗ в точках К-1 и К-2 на стороне 500 кВ ПС «Алма» и ПС «Талдыкорган»;

Узел	**Наименование**	**I(1)3**	**I(1)1**	**I(2)1**	**3I(0)1**
40		U= 500.0 I1 = 2440	X1= 118.3 I1 = -1	X2= 118.3 I2 = -1	ЗАЗЕМЛЕН 3I0 = -1
32		1316	-0	-0	0
41		0	0	0	0
36		1124	-0	-0	0
36		U= 500.0 I1 = 2618	X1= 110.3 I1 = 662	X2= 110.3 I2 = 662	X0= 215.7 3I0 = 1985
8		1668	422	422	256
40		950	240	240	1730

Таблица 4.4- Результаты расчета трехфазного КЗ в точке К-1 и К-2 на стороне 500 кВ ПС «Алма» и ПС «Талдыкорган»;

Узел	**Наименование**	**I(1)3**	**I(1)1**	**I(2)1**	**3I(0)1**
40		U= 500.0 I1 = 2440	X1= 118.3		
32		1316			
41		0			
36		1124			

Продолжение таблицы 4.4

Узел	Наименование	I(1)3	I(1)1	I(2)1	3I(0)1
36		U= 500.0 I1 = 2618	X1= 110.3		
8		1668			
40		950			

Для определения ударного тока короткого замыкания используется следующее выражение:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_к^3 \qquad (4.16)$$

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

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

$$k_{уд} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \qquad (4.17)$$

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

Постоянная времени затухания определяется из выражения:

$$T_a = \frac{X_\Sigma}{314 \cdot R_\Sigma} \qquad (4.18)$$

5 Выбор основного оборудования подстанции «Талдыкорган»

Основные условия выбора и проверки высоковольтных электрических аппаратов следующие:

- условие выбора по номинальному напряжению:

$$U_с \le U_н; \qquad (5.1)$$

где $U_с$ – номинальное напряжение сети, кВ;

$U_н$ – номинальное напряжение выбираемого аппарата, кВ.

- выбор аппарата по номинальному току:

$$I_{раб} \le I_{н}; \tag{5.2}$$

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

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

- проверка по току отключения:

$$I_{к}^{3} \le I_{откл.н.}; \tag{5.3}$$

где $I_{к}^{3}$ – периодическая составляющая тока трехфазного КЗ, кА;

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

Проверка на электродинамическую стойкость:

$$i_{уд} \le I_{дин.}; \tag{5.4}$$

где $i_{уд}$ – ударный ток трехфазного КЗ, кА;

$I_{дин.}$ - ток электродинамической стойкости аппарата, кА.

5.1 Выбор трансформаторов собственных нужд подстанций

Собственные нужды подстанции задаются максимальной нагрузкой потребителей. Максимальная нагрузка в свою очередь рассчитывается по количеству подключенной релейной защиты, размеру и конфигурации подстанции, номинальному количеству персонала, размеров ОПУ и способам отопления и освещения подстанции.

Для выбора трансформаторов собственных нужд, принимая во внимание размер и спецификацию подстанции, принимается нагрузка в 600кВА. К установке на подстанциях принимается два сухих трансформатора 10/0,4 кВ номинальной мощностью 630кВА каждый. Тип трансформатора: ТСЛ–630/10.

Выбор мощности трансформаторов собственных нужд производится на основании коэффициента загрузки по формуле:

$$K_{З} = \frac{S_{Р}}{n \cdot S_{ном.тр.}} \tag{5.5}$$

где: $S_р$- расчетная нагрузка подстанции, кВА;

$S_{ном.тр.}$- номинальная мощность трансформатора, кВА;

n- количество трансформаторов, шт.

Коэффициент загрузки для трансформаторов ТСЛ-630/10 равен 0,47. Коэффициент загрузки в послеаварийном режиме определяется по формуле:

$$K_{з.ав.} = \frac{S_р}{(n-1) \cdot S_{ном.тр.}} \quad (5.6)$$

Коэффициент загрузки в послеаварийном режиме составляет 0,95.

Параметры трансформаторов собственных нужд приведены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 - Параметры трансформатора собственных нужд

Параметр трансформатора	Значение параметра
Тип трансформатора	ТСЛ – 630/10
Номинальная мощность, кВА	630
Номинальное напряжение ВН, кВ	10
Номинальное напряжение НН, кВ	0,4
Мощность потерь ХХ, кВт	1,65
Мощность потерь КЗ, кВт	7,1
Напряжение КЗ, %	5,5
Ток холостого хода, %	1,4

Щит собственных нужд размещается в ОПУ, совмещенном со ЗРУ 10 кВ.

5.2 Выбор шин ПС «Талдыкорган»

По условиям нормального режима токоведущие части ПС выбирают по экономической плотности тока и по условию длительного нагрева [4]. Экономическое сечение шин определяют из условия:

$$S_{эк} = \frac{I_{раб}}{J_{эк}} \quad (5.7)$$

где $I_{раб}$ - рабочий ток, А;

$J_{эк}$ - экономическая плотность тока, А/мм^2, (для неизолированных сталеалюминиевых проводов при использовании максимума нагрузки T_{max} =5000ч составляет $J_{эк} = 1{,}1 \frac{А}{мм^2}$).

По условиям длительного нагрева гибкие шины проверяются по условию:

$$I_{дом} \geq I_{max}$$

где $I_{дом}$ - допускаемый ток для данного провода, А;

I_{max} - максимально возможный длительный ток для данного провода как в рабочем, так и в аварийном режимах.

730 А>252,7 А

Выбранные по экономической плотности тока или по длительно допустимому току проводники должны быть проверены на термическую стойкость к токам К.З. Проводник является термически стойким, если соблюдено условие:

$$S \geq \frac{I_{к.з.}}{c}\sqrt{t_к} \qquad (5.8)$$

где S - сечение проводника; $I_{к.з.}$ - установившийся ток К.З.; $t_к$ - время прохождения тока К.З.; с – коэффициент, равный для стальных шин при нагреве до 400^0 – 70.

По формуле (5.7) находится экономическое сечение шин:

$$S_{эк} = \frac{252,7}{1,1} = 229,72 \text{ мм}^2.$$

По формуле (5.8) проверяем проводник на термическую стойкость:

$$229,72 \geq \frac{2618}{70}\sqrt{0,5}$$

$$229,72 \geq 26,4 \text{ кА} \cdot \text{с}.$$

Сечение одиночного проводника прошло проверку на термическую стойкость. Согласно практике электросетевого строительства в качестве гибкой ошиновки на ПС «Талдыкорган» выбирается провод 3хАС-330/43.

5.3 Выбор выключателей

Выключатель служит для отключения и включения цепи в любых режимах. Наиболее тяжелой операцией для выключателя считается отключение токов короткого замыкания.

Высоковольтные выключатели выбираются по номинальному напряжению, номинальному току, конструктивному исполнению, месту установки и проверяются по параметрам отключения, а также на электродинамическую и термическую стойкость [2].

Выбор высоковольтных выключателей рассмотрен на примере выключателя, установленного на ОРУ-500 кВ.

Параметры сети: $U_с$ = 500 кВ, $I_{раб}$ = 1,01 кА, $I_к^3$ =2,618 кА, $i_{уд}$ = 7,386 кА.

Выбран элегазовый выключатель типа GL317.

Параметры выключателя : $U_н$ = 500 кВ, $I_{ном}$ = 3150 А, $I_{откл.}$ = 40 кА, $I_{дин.}$ = 170 кА, $I_{терм}$ = 63 кА, при t_m =0,5 с, $t_{выкл}$ $t_{выкл}$ =0,04 с ($t_{откл}$ = 0,5 + 0,04 = 0,542 с).

Выбор по номинальному напряжению:

$$U_с \le U_н,$$
$$500 \le 500 \text{ (кВ)};$$

Выбор по номинальному току:

$$I_{раб} \le I_н,$$
$$1{,}01 \le 3{,}2 \text{ (кА)};$$

Проверка по току отключения:

$$I_к^3 \le I_{откл.},$$
$$2{,}618 \le 40 \text{ (кА)};$$

Проверка на электродинамическую стойкость:

$$i_{уд} \le I_{дин.},$$
$$7{,}386 \le 170 \text{ (кА)}.$$

5.4 Выбор разъединителей

Разъединители выбирают по конструктивному исполнению, роду установки и номинальным характеристикам: напряжению, длительному току, электродинамической и термической стойкости при КЗ.[2]

На напряжение 500 кВ выбраны разъединители типа S3CD2T с двумя заземляющими ножами с механической блокировкой в однополюсном исполнении.

На напряжение 220 кВ выбраны разъединители наружной установки в трехполюсном исполнении типа S3C2T с двумя заземляющими ножами.

Параметры разъединителей указаны в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Параметры разъединителей

Разъединитель	Условия выбора и проверки	Параметры разъединителя	Параметры сети
S3CD2T	$I_{раб} \le I_н$ $U_с \le U_н$	3200 А 500 кВ	758,1 А 500 кВ
S3C2T	$I_{раб} \le I_н$ $U_с \le U_н$	1600 А 220 кВ	758,1 А 220 кВ

5.5 Выбор ограничителей перенапряжений

При коммутации выключателями с малым временем отключения нагруженных фаз автотрансформаторов или при атмосферных перенапряжениях, могут возникнуть напряжения которые опасны для изоляции оборудования.

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

Их основные преимущества перед вентильными разрядниками следующие:

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

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

Для защиты оборудования напряжением 500 кВ выбираются ОПН серии ОПН-П1-500/318-336/20/4(5);

Для защиты оборудования напряжением 220кВ выбираются серии ОПН-П1-220/154-172/10/2(3);

Для защиты оборудования напряжением 10кВ выбираются серии ОПН-П1-10/10,5-12,0/10/2.

5.6 Выбор измерительных трансформаторов тока

Трансформатор тока (ТТ) предназначен для уменьшения первичного тока до величин, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Выбор трансформаторов тока (ТТ) производят: по номинальному напряжению; первичному току; нагрузке вторичной цепи, которая обеспечивает погрешность в пределах паспортного класса точности; по роду установки; конструкции; классу точности. Также их проверяют на термическую и электродинамическую стойкость при КЗ [2].

Основные условия выбора ТТ следующие:

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

$$S_{2нно} \geq S_{2р}, \tag{5.9}$$

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

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

Фактическая (расчетная) нагрузка подключенная к вторичной обмотке ТТ определяется из следующего выражения:

$$S_{2р} = I^2_{2нно} \cdot Z_{2нно}, \tag{5.10}$$

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

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

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

$$Z_{2нно} = \sum r_{приб} + r_{доп} + r_{конт}, \quad (5.11)$$

Исходя из этого, расчетную нагрузку можно представить следующим образом:

$$S_{2р} = \sum S_{приб} + I^2_{2нно} \cdot (r_{доп} + r_{конт}), \quad (5.12)$$

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

К установке на напряжение 500 кВ принимаются трансформаторы тока типа СА 525 с коэффициентом трансформации 0,2S/10P/10P/10P/10P;

на стороне 220 кВ – устанавливается ТТ 220 кВ СА-245 с 4-мя обмотками класса точности 0,2S/10P/10P/10P;

на стороне 10 кВ – ТОЛ–10 1500/5.

Все ТТ имеют две обмотки и обеспечивают возможность последовательного или параллельного их подключения. При параллельном подключении и классе точности 1, достаточном для подключения измерительных приборов имеют мощность вторичной цепи 40 ВА. При классе точности 10Р, обеспечивают мощность 20 ВА.

Измерительные приборы, подключаемые к измерительным трансформаторам тока и их мощность, приведена в таблице 5.2.

Таблица 5.2 - Приборы, подключаемые к измерительным трансформаторам тока

Напряжение	Прибор	Мощность, ВА
500 кВ	Э351	20
	A1D	0,7
220 кВ	Э351	20
	A1D	0,7
10 кВ	Э351	5
	A1D	0,7

Для примера производится выбор и проверка ТТ 500 кВ. К установке принят СА 525 с коэффициентом трансформации 0,2S/10P/10P/10P/10P.

Проверка по номинальному току:

$$I_{раб} \le I_{н},$$
$$408 < 2000 \text{ (А)}.$$

По номинальному напряжению:

$$U_{с} \le U_{н},$$
$$500 \le 500 \text{ (кВ)}.$$

Выбор ТТ по нагрузке вторичной цепи:

$$S_{2нно} \ge S_{2р},$$

Мощность приборов подключенных к ТТ на 500 кВ составляет 20,7 ВА (один Э351 и один A1D на каждую фазу). Ток вторичной цепи 1 А. Переходное сопротивление контактов 0,1 Ом. Сопротивление проводов рассчитывается по следующей формуле:

$$r_{доп} = \rho \cdot \frac{l_{пр}}{S_{пр}} \quad , \qquad (5.13)$$

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

$l_{пр}$ – длина кабеля, м (в данном случае длина не превышает 50 м);

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

Следовательно:

$$r_{доп} = 0{,}018 \cdot \frac{50}{2{,}5} = 0{,}36(\text{Ом}),$$

$$S_{2р} = 20{,}7 + 1^2 \cdot (0{,}36 + 0{,}1) = 21{,}16 \text{ ВА},$$

$$S_{2ном} \ge S_{2р},$$

$$40 > 21{,}16 \text{ (ВА)}.$$

Аналогично производится проверка остальных ТТ. Результаты сведены в таблицу 5.3.

Таблица 5.3 - Выбор и проверка трансформаторов тока.

Трансформатор тока	Условия выбора и проверки	Параметры ТТ	Параметры сети
СА-525	$I_{раб} \leq I_н$ $U_с \leq U_н$ $S_{2ном} \geq S_{2р}$	2000 А 500 кВ 40 ВА	408 А 500 кВ 21,16 ВА
СА-245	$I_{раб} \leq I_н$ $U_с \leq U_н$ $S_{2ном} \geq S_{2р}$	1500 А 220 кВ 40 ВА	408 А 220 кВ 21,23 ВА
ТОЛ – 10 – 1500/5	$I_{раб} \leq I_н$ $U_с \leq U_н$ $S_{2ном} \geq S_{2р}$	1500А 10 кВ 10 ВА	610,9 А 10 кВ 6,016 ВА

5.7 Выбор измерительных трансформаторов напряжения

Измерительные трансформаторы напряжения (ТН) предназначены для преобразования напряжения до значения, удобного для измерения. Трансформаторы напряжения для питания измерительных приборов и реле выбирают по номинальному напряжению первичной обмотки, классу точности, схеме соединения обмоток и конструктивному исполнению [2].

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

Проверка по номинальному напряжению первичной обмотки осуществляется:

$$U_с \leq U_н$$
$$500 \leq 500 \text{ (кВ)}.$$

Проверка по классу точности осуществляется по следующей формуле:

$$S_{2ном} \geq S_{2р} \qquad (5.14)$$

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

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

Принимается к установке на ОРУ-500 кВ ПС-500/220/10 кВ «Алма» и ПС-500/220/10 кВ «Талдыкорган» трансформатор напряжения типа DFK-525;

Принимается к установке на ОРУ-220 кВ ПС-500/220/10 кВ «Талдыкорган» трансформатор напряжения типа DFK-245;

Принимается к установке в ЗРУ-10 кВ ПС-500/220/10 кВ «Талдыкорган» незаземленный трансформатор напряжения типа 3НОЛП-10.

Измерительные приборы, подключаемые к измерительным трансформаторам напряжения и их мощность, приведена в таблице 5.4.

Таблица 5.4 - Приборы, подключаемые к измерительным трансформаторам

Напряжение	Прибор	Мощность, ВА
500 кВ	Э551	200
220 кВ	Э300	200
10 кВ	Э151	300

Исходя из этого, расчетную нагрузку можно представить следующим образом:

$$S_{2р} = \sum S_{приб} \qquad (5.15)$$

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

Мощность приборов подключаемых к ТН составляет:

1) ОРУ-500 кВ - 200 ВА;
2) ОРУ-220 кВ - 200 ВА;
3) ОРУ-10 кВ - 300 ВА.

Произведем проверку ТН.

Проверка по классу точности:

- ОРУ-500 кВ:

$$S_{2нно} \geq S_{2р},$$
$$300 > 200 \text{ (ВА)};$$

- ОРУ-220 кВ:

$$S_{2нно} \geq S_{2р},$$
$$300 > 200 \text{ (ВА)};$$

- ОРУ-10 кВ:

$$S_{2нно} \geq S_{2р},$$
$$300 \geq 300 \text{ (ВА)}.$$

6 Экономическая часть

6.1 Технико-экономическое обоснование строительства подстанций и ЛЭП 500 кВ

6.1.1 Цели разработки проекта

Строительство подстанций ПС-500/220/10 кВ «Алма» и ПС-500/220/10 кВ «Талдыкорган» устраняет дефицит электроэнергии в соответствующих районах г. Капшагай и г. Талдыкорган.

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.

Цены на электроэнергию с каждым годом возрастают, что вызвано активным ростом цен на энергоресурсы (газ, нефть и т.д.). Но потребность в электроэнергии не падает, а наоборот, увеличивается с каждым годом, в основном из-за роста промышленности и строительства различных объектов. В связи с чем требуется строительство все новых сетей электроснабжения, к которым в последние годы выставляются требования не только экономичности, но и в первую очередь надежности и бесперебойности электроснабжения. Это связано с тем, что предприятию электроэнергетики приходится выплачивать ущерб, вызванный перерывом в электроснабжении, который может составлять от нескольких тысяч до нескольких миллионов тенге. Поэтому почти все промышленные объекты относятся к потребителям первой категории и запитываются от двух независимых источников генерации, что обеспечивает надежность электроснабжения. Надежность обеспечивается за счет качественно выполненной линии электропередачи, межфазных коротких замыканий и т.д. Всем этим требованиям отвечает кольцевая схема сети.

6.1.2 Рынок сбыта

В Таблице 6.1 приведен баланс мощности в Южной зоне ЕЭС Казахстана на час совмещенного максимума нагрузок с 2015 по 2021 год, который составлен на основе перспективных нагрузок.

Таблица 6.1 – Баланс мощности Южной зоны на час совмещенного максимума нагрузок по ЕЭС Казахстана на период 2015-2021 годы, МВт

№	Наименование	прогноз						
		2015г.	2016г.	2017г.	2018г.	2019г.	2020г.	2021 г.
1.	Максимальная электрическая нагрузка	3360	3495	3661	3802	3956	4114	4230
2.	Необходимый резерв	336	350	365	375	762	762	762
	- первичный	67	71	73	71	102	102	102
	- вторичный	269	280	293	304	660	660	660
	I. Существующие станции							
а.	Установленная мощность	3349	3349	3349	3229	3229	3229	3229
	Рабочая мощность	2423	2418	2455	2325	2320	2330	2328
б.	Дефицит (+), избыток (-) без учета необходимого	937	1077	1206	1476	1635	1784	1902
Планируемые к вводу генерирующие мощности (новое строительство, расширение, восстановление)								
а.	Установленная мощность	56	209	386	405	1958	1958	1958
	Рабочая мощность	4	75	83	83	1304	1304	1304
	Балхашская ТЭС (1320 МВт)					1221	1221	1221
б.	Дефицит без учета необходимого резерва	933	1001	1123	1393	331	479	598
	Перетоки с Северной зоной	933	1001	1123	1393	331	479	598
3.	Дефицит (+), избыток (-)	1269	1352	1488	1768	1093	1241	1359
	Регулирование из Северной зоны	336	'349	227	375	762	762	762

Общий прогноз спроса на электроэнергию по субъектам обосновывается с учетом выделения из общего прогноза спроса крупных потребителей электрической энергии, а также потребителей, использующих энергию сторонних источников. Прогноз спроса на электроэнергию осуществляется с помощью расчета потребности, который основан на анализе укрупненных удельных показателей потребления электроэнергии вместе с анализом влияния основных факторов, определяющих динамику этих показателей и формирующих спрос.

6.1.3 Тарифы на электроэнергию

Энергоснабжающие организации (ЭСО), осуществляющие розничную поставку электрической энергии в определенном регионе (области, городе, поселке), являются субъектами регулируемого рынка, занимающими монопольное или доминирующее положение на товарном рынке данного региона. В таблице 6.2 указаны существующие и прогнозируемые оптовые тарифы для города Талдыкорган и Капшагай..

Таблица 6.2 - Оптовые тарифы на передачу электроэнергии

Финансовый показатель	Ед. изм.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
Тарифы на услуги по передаче и распределению электрической энергии с разбивкой на три года по сетям 500 кВ	тенге за кВт·ч	1,9	2,0	2,5

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

- средневзвешенная стоимость единицы электрической энергии, приобретаемой ЭСО для энергоснабжения своих потребителей;

- стоимость услуг по передаче электрической энергии по передающим (национальным) электрическим сетям (АО «KEGOC»);

- стоимость услуг по передаче и распределению электрической энергии по распределительным электрическим сетям региональных электросетевых компаний (РЭК) и иных энергопередающих организаций, осуществляющих розничную поставку электроэнергии (сетевые компании отдельных городов, районов и корпораций);

- стоимость услуг, оказание которых является неотъемлемой частью процесса снабжения электрической энергией потребителей (услуги АО «KEGOC» по технической диспетчеризации и организации балансирования производства-потребления электрической энергии, услуги АО «Казахстанский оператор рынка электрической энергии и мощности» по организации централизованных торгов электрической энергией);

-снабженческая (сбытовая) надбавка энергоснабжающей организации.

Для потребителей отпускные тарифы за 1 кВ/ч составляют: 12,75 тенге – средний, 12,32 тенге - физические лица, 13,17 тенге - юридические лица.

6.2 Расчет технико-экономических показателей подстанций и ЛЭП

6.2.1 Определение капитальных вложений в строительство подстанции

Капитальные вложения — это реальные инвестиции (вложения) в основной капитал (основные фонды), в том числе затраты на новое строительство, на расширение, реконструкцию и техническое перевооружение действующих предприятий, приобретение машин, оборудования, проектно-изыскательские работы и другие затраты, а также затраты на жилищное и

культурно-бытовое строительство. В статистическом учете и экономическом анализе их называют еще капиталообразующими инвестициями.

По экономическому содержанию капитальные вложения представляют часть общественного продукта (главным образом фонда накопления), направляемую на воспроизводство основных фондов.

По форме же капитальные вложения выступают в виде денежных средств, которые вкладываются на капитальное строительство, приобретение оборудования и других средств труда, входящих в состав основных фондов.

Капитальные вложения могут осуществлять как государство, так и юридические и физические лица.

В этой главе произведены расчеты затрат на расширяемую ПС-500/220/10 кВ «Алма», возводимую ПС-500/220/10 кВ «Талдыкорган» и ВЛ-500 кВ длиной 204,4 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 500 кВ ЕЭС Казахстана.

Суммарные капитальные вложения в возводимую ПС-500/220/10 кВ «Талдыкорган» и в расширяемую ПС-500/220/10 кВ «Алма» указаны в таблице 6.3.

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

- силовые автотрансформаторы;

- коммутационное оборудование (элегазовые выключатели, разъединители);

- измерительные трансформаторы тока и напряжения;

- распределительные устройства (КРУ);

- система мониторинга и управления;

- устройства релейной защиты и автоматики;

- 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.

Чем больше надежность электроснабжения, тем меньше расходы на ремонт оборудования, меньше ущерба от недоотпуска электроэнергии. Следовательно, этот показатель качества является одним из важных.

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.

Таблица 6.3 - Капитальные вложения в объект

Элемент	**Капитальные вложения, млн. тенге**
ВЛ-500 кВ	13714,504
Строительство ПС-500/220/10 кВ «Талдыкорган»	1177,42
Расширение ПС-500/220/10 кВ «Алма»	387
Итого	**15278,925**
Примечание: данные таблицы 6.3 взяты из ПСД проекта с шифром Л-50020-СД (Приложение В)	

6.2.2 Определение ежегодных издержек подстанции и ЛЭП

Предоставление товаров и услуг связано с вложением труда, капитала или природных ресурсов, которые представляют факторы или ресурсы производства. Для каждого продукта или услуги существует свой набор факторов производства. Осуществление передачи электроэнергии возможно в результате использования различных факторов в разнообразных сочетаниях и пропорциях. Эти факторы обладают свойством взаимозаменяемости, обусловленной как спецификой продукта или услуги, так и ограниченностью самих ресурсов производства и необходимостью их эффективного использования. Независимо от взаимозаменяемости и разнообразия сочетания факторов производства стоимость их использования для изготовления продукта или создания услуги представляет издержки производства.

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:

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

где $а_{ам}$ - 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:

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

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

Необходимые нормы отчислений на амортизацию рассчитаны, и являются справочными данными. Нормы отчислений на амортизацию подстанции данного типа принимаются 8,6 % в год.

Таким образом, годовые издержки на эксплуатацию ПС-500/220/10 кВ «Талдыкорган» определяются:

$$И_{ам} = \frac{8,6}{100} \cdot 15278924,16 = 1314 \text{ млн. тенге/год;}$$

$$И_{об/рем} = \frac{5}{100} \cdot 15278924,16 = 763,9 \text{ млн. тенге/год.}$$

По формуле (7.2) издержки на эксплуатацию подстанции:

$$И_{экс.п.} = 1314 + 763,9 = 2077,9 \text{ млн. тенге/год,}$$

Определение амортизационных отчислений, расходов на обслуживание и полные годовые отчисления на передачу электроэнергии (ЛЭП) производится аналогичным образом. Здесь разделения издержек на амортизацию и на обслуживание и ремонты нет. Полные годовые отчисления для линий электропередач напряжением 500 кВ на решетчатых опорах 4 %/год.

$$И_{ам} = \frac{4}{100} \cdot 13714504,16 = 548,6 \text{ млн. тенге/год;}$$

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

$$И_{сум.экс.} = 548,6 + 2077,9 = 2626,5 \text{ млн. тенге/год.}$$

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

(зависящие от передаваемой мощности). Издержки на потерю энергии рассчитываются по выражению:

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

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 ЭГРЭС-1 и составляет 8,8 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;

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

8760 – число часов в году;

τ - годовое время максимальных потерь, определяется с учетом коэффициента мощности и времени использования максимума нагрузки (определение годового времени максимальных потерь в зависимости от T_{max} произведено по Рисунку 6.1).

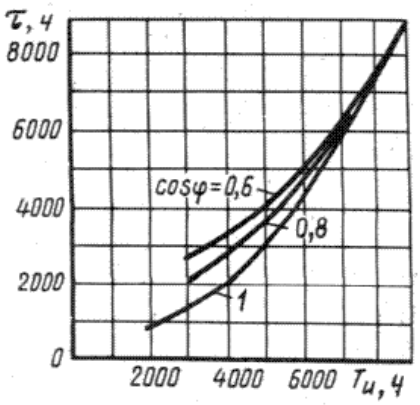


Рисунок 6.1– Зависимость годового времени максимальных потерь от времени использования максимума нагрузки

Потери мощности на корону определяются по выражению:

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

где $\rho_{уд.кор.}$ - потери мощности на корону на 1 км длины ЛЭП 500 кВ, кВт/км,

L- длина ВЛ, км.

Потери мощности при максимальной нагрузке определяются по выражению:

$$\Delta P_{max} = \frac{S_{max}^2}{U^2} \cdot Хл \qquad (6.8)$$

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 (258,8+j48,2), где активная мощность=285,8 МВт, реактивная мощность 48,2 МВар, полная мощность, соответственно, 263,25 МВА.

Потери мощности на корону:

$$\Delta P_{кор} = 2,8 \cdot 204,4 = 572,32 \text{ кВт},$$

Потери мощности при максимальной нагрузке:

$$\Delta P_{max} = \frac{263,25^2}{500^2} \cdot 0,29 = 80,39 \text{ кВт}.$$

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

$$\Delta Э = 572,32 \cdot 8760 + 80,39 \cdot 2000 = 5174 \cdot 10^3 \text{ кВт·ч}.$$

Рассчитываем переменные и постоянные потери для однофазных автотрансформаторов.

Значения потерь в однофазных автотрансформаторах находятся по формулам:

$$\Delta Э_{АТ} = n \cdot (\Delta P_{хх} \cdot 8760 + \Delta P_{кз} \cdot \tau) \qquad (6.9)$$

где ΔP_{xx} – потери холостого хода, кВт;

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

τ -время максимальных потерь.

$$\Delta Э_{АТ} = 3 \cdot (125 \cdot 8760 + 325 \cdot 2000) = 5200 \cdot 10^3 \text{ кВт}.$$

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

$$И_{пот.} = \Delta Э \cdot Ц_{пот} = (5174 \cdot 10^3 + 5200 \cdot 10^3) \cdot 8{,}8 = 45580 \text{ млн. тенге/год.}$$

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

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

$$S = \frac{И}{Т_{год}}, \qquad (6.10)$$

где И – суммарные издержки;

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

При этом полный объём передаваемой электроэнергии за год:

$$Э_{год} = P \cdot T_{max}, \qquad (6.11)$$

где P – активная мощность потребителей, МВт

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

Таблица 6.4 – Сводная таблица издержек по подстанции и ЛЭП;

Издержки эксплуатационные, млн. тенге		Издержки, связанные с потерями, млн. тенге		Сумма, млн. тенге
Подстанция	ВЛ	ВЛ	Автотрансформаторы	
2077,9	548,6	5174000	5200000	10380000
2626,5		10374000		

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

$$S = \frac{10380000000000}{2503608000 \cdot 2000} = 2{,}073 \text{ тенге/кВт·ч.}$$

Таким образом, себестоимость передачи электроэнергии по новому участку ВЛ-500 кВ через подстанцию 500/220/10 кВ «Талдыкорган» составит 2,073 тенге/кВт·ч.

Годовой объём передаваемой электроэнергии для подстанции «Талдыкорган» составит 2 503 608 МВт·ч.

Рассчитаем стоимость переданной электроэнергии расчетом, что данная подстанция принадлежит АО «KEGOC» и тариф на 2018 год (год ввода новой подстанции) составит 2,64 тенге/кВт·ч. Отнимем от данного тарифа себестоимость передачи электроэнергии по рассматриваемому участку, которая составляет 2,073 тенге.

Рассчитаем запланированную прибыль:

$$П = Э_{год} \cdot (Т_{РЭК} - S) = 2503608 \cdot 2000(2{,}64 - 2{,}073) = 2839 \text{ млн. тенге.}$$

Ежегодный доход от реализации электроэнергии составит 2839 млн. тенге.

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

$$Ч_{П} = 2839 \cdot 0{,}8 = 2271{,}2 \text{ млн. тенге.}$$

6.3 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 $T_{ок} < T_р$.

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:

$$PP = \frac{I_C}{CF}, \qquad (6.12)$$

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, АО «KEGOC» будет отпускать на эти цели 50% от ЧП. Тогда:

$$CF = 0{,}5 \cdot Ч_{П} + И_{ам} = 1135{,}6 + 1862{,}6 = 2998{,}2 \text{ млн. тенге;}$$

Рассчитываем простой срок окупаемости по формуле (6.12):

$$PP = \frac{15280}{2998{,}2} = 5{,}096$$

Таким образом, срок окупаемости подстанций и ВЛ-500 кВ составит приблизительно 5 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 5 лет. Данный метод является недостаточно точным, поэтому целесообразно рассчитать показатели по NPV.

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

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

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

CF_t – поток наличности, млн. тг.,

r – ставка дисконтирования,

t – время реализации проекта, год.

Ежегодный денежный поток используется тот же, что и для расчета срока окупаемости без дисконтирования и составляет 2 998,2 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 по проекту. В то же время предприятие может реализовывать любые инвестиционные проекты, уровень рентабельности которых не ниже текущего значения показателя цены капитала.

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

$$PV = 2998{,}2 \cdot 0{,}935 = 2803 \text{ млн. тенге;}$$

$$NPV = (-15280) + 2803 = -12477 \text{ млн. тенге.}$$

Остальные значения вычислены аналогичным образом и сведены в таблицу 6.5.

Таблица 6.5 – Расчет NPV и IRR

Год	Денежный поток CF, млн.тг	$1/(1+r)^t$	PV	Текущая стоимость, млн. тенге
0	-15280			-15280
1	2998,2	0,935	2803	-12477
2	2998,2	0,873	2617	-9860
3	2998,2	0,816	2447	-7413
4	2998,2	0,763	2288	-5125
5	2998,2	0,713	2138	-2987
6	2998,2	0,666	1997	-990
7	2743,8	0,623	1868	+878

Из приведенных расчетов видно, что срок окупаемости инвестиций составит 7 лет. При этом PV=16158.

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

$$PI = (\sum_{t=1}^{n} \frac{PV_t}{(1+r)^t})/I_0 \qquad (6.15)$$

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 NPV положительный.

$$PI = (\sum_{t=1}^{n} \frac{16158}{0,623})/15280 = 1,697$$

Так как PI > 1 (1,697>1), то проект прибыльный и его следует принять.

IRR служит индикатором уровня риска по проекту – чем больше IRR превышает принятый фирмой барьерный коэффициент, тем больше запас прочности проекта и тем менее страшны ошибки при оценке денежных поступлений. IRR при NPV=0 – проект не обеспечивает роста ценности фирмы, но и не ведет к ее снижению. Этот коэффициент дисконта $R = \frac{1}{(1+r)^n}$ разделяет инвестиции на: приемлемые и невыгодные. IRR сравнивают с тем уровнем окупаемости вложений, которые фирма выбирает для себя с учетом того, по какой цене сама получила капитал для инвестирования и какой

чистый уровень прибыльности хотела бы иметь при его использовании (барьерный коэффициент):

$$\sum_{1}^{0} \frac{CF_n}{(1+IRR)^n} - I_0 = 0 \qquad (6.16)$$

Тогда согласно формуле (6.16):

$$\text{IRR} = 8{,}16\ \%$$

Вывод: строительство 2 (двух) подстанций 500/220/10 кВ и ВЛ-500 кВ с расщеплением фазы на 3 составляющих провода являются экономически целесообразными, так как согласно приведенным расчетам срок окупаемости (PP и NPV) варьируется от 6 до 8 лет. Отмечается, что индекс рентабельности (PI) больше единицы. Следовательно, имея хорошие технико-экономические показатели, можно сделать заключение, что проект является экономически выгодным.

7 Безопасность жизнедеятельности

7.1 Общие положения

Проектируемая линия 500 кВ, имеет присоединение на ПС-500/220/10кВ «Алма» и ПС-500/220/10кВ «Талдыкорган». Длина ВЛ составляет 204,4 км.

В этом разделе рассматривается расширение ПС-500/220/10кВ «Алма». Подстанция 500/220/10 кВ «Алма» является узловой, имеет три однофазных автотрансформатора 500/220/10 кВ номинальной мощностью 167 МВА каждый и одну резервную фазу; для питания собственных нужд имеется трансформатор 10/0,4 кВ; распределительные устройства 500 и 220 кВ открытого типа, 10 кВ КРУ.

Диспетчер по релейной защите проводит свой рабочий день в зале панелей релейной защиты.

Номинальное количество обслуживающего персонала: 1 человек.

7.2 Перечень оборудования

Основное оборудование ВЛ-500 кВ:

- провода ВЛ;
- грозозащитные тросы;
- решетчатые опоры портального типа;
- изоляторы;
- линейно-подвесная арматура.

Основное оборудование ОРУ-500кВ ПС-500/220/10 кВ «Алма»:

- силовые автотрансформаторы однофазного исполнения АОДЦТН – 167000/500/220 кВ;
- разъединители I,II и обходной системы шин;
- управляемые шунтирующие реакторы однофазные мощностью 167МВар;
- трансформаторы тока 500кВ;
- трансформаторы напряжения 500кВ;
- элегазовые выключатели;
- гибкая ошиновка ОРУ-500 кВ;
- конденсаторы связи;
- линейные порталы;
- ячейки ввода, КРУ;

Компоновка подстанции обозначена на Рисунке 8.1 в виде главной электрической схемы, где на стороне 500 кВ указаны две расширяемые ячейки. Ячейка №7 является ВЛ-500 кВ «Талдыкорган», ячейка №8 является ячейкой реакторной группы, где планируется присоединения управляемого шунтирующего реактора 500 кВ мощностью 180 МВар, ячейка №9 является ячейкой перспективного развития.

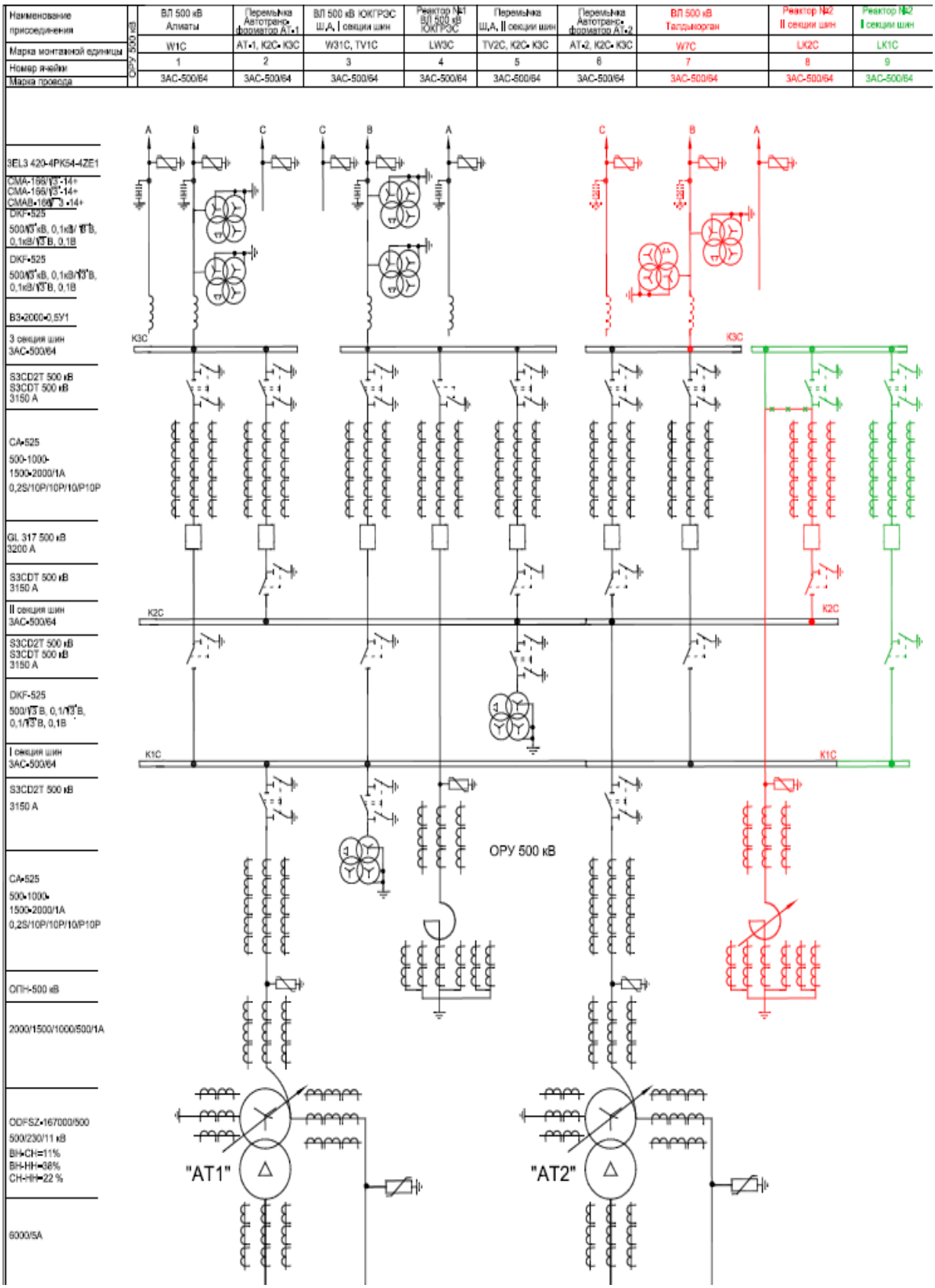


Рисунок 7.1 - Компоновка ОРУ-500кВ ПС 500/220/10 кВ «Алма»

Оперативный ток на подстанции постоянный, напряжением 220В.

При эксплуатации объекта возможны следующие опасные факторы:

- поражение электрическим током при прикосновении к токоведущим частям;
- поражение электрическим током при прикосновении к токоведущим частям нормально не находящихся под напряжением;
- влияние электромагнитного поля на организм;
- поражение электрическим током при работе с неисправным инструментом и средств индивидуальной и коллективной защиты;
- поражение обслуживающего персонала, находящегося в зоне растекания электрического потенциала при замыкании на землю;
- возможность падения персонала с высоты.
- возможность возникновения пожара в аварийных ситуациях.

Также рассматривается возможность попадания молнии в проектируемые объекты.

7.3 Главные вопросы по расширению ПС-500/220/10кВ «Алма»

Расширении ПС-500/220/10 кВ «Алма» несет следующие изменения:

1) Демонтаж действующего стержневого молниеотвода и молниеотводов, установленных на линейных порталах. Установка стержневого молниеотвода высотой 40,2 м и расчет зоны защиты в зависимости от высоты;
2) Увеличение площади контура заземления подстанции на 2 (две) ячейки (реакторная и перспективного развития) для предотвращения грозовых и внутренних перенапряжений;
3) Планируется установка управляемого шунтирующего реактора (УШР) суммарной мощностью 180 МВар (3х60 МВар), соответственно, необходимо предусмотреть систему пожаротушения при возникновении пожара.

Далее в главе выполняется расчет и решение вышеуказанных вопросов.

7.4 Расчет молниезащитного устройства подстанции

Молниезащита – совокупность защитных устройств, которые предназначены обеспечивать безопасность людей, сохранность сооружений, оборудования и материалов от возможных взрывов, загораний и разрушений, возникающих при воздействии молнии и других проявлений атмосферного электричества. Методика выбора системы молниеотводов основана на понятии зоны защиты, под которой подразумевается некоторое пространство в окрестности молниеотводов, внутри которого любое сооружение защищено от прорывов молнии с надежностью не ниже заданной. Наименьшую надежность защиты объект будет иметь, если его внешняя поверхность

повторяет поверхность границы зоны защиты. При размещении объекта в глубине зоны надежность его защиты повышается.

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

Согласно рекомендациям "Инструкции по устройству молниезащиты зданий и сооружений РД 34.21.122-87" [11] нормируется два типа зон: зона защиты типа А обладает надежностью не ниже 0,995 для заземленных объектов, на всех элементах которых отсутствует напряжение относительно земли; зона типа Б в этих случаях имеет надежность не ниже 0,95. Рабочее напряжение 500 кВ на ошиновке распределительного устройства заметно снижает надежность защиты. Элементы токопроводов и аппаратов защищаются молниеотводами с зоной типа А.

Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода с высотой h представляет круговой конус с вершиной на высоте $h_{эф} < h$ и радиусом основания r_o на уровне земли.

Горизонтальные координаты точек боковой поверхности конуса на высоте h_i рассчитываются по формуле:

$$r_i = r_0\left(1 - \frac{h_i}{h_{эф}}\right) \qquad (7.4.1)$$

где $h_{эф}$ и r_o для двух типов зон защиты одиночных стержневых молниеотводов различной высоты приведены в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Расчет границы зоны защиты одиночного стержневого молниеотвода

Тип зоны защиты	Эффективная высота ($h_{эф}$) и радиус основания (r_o) конической зоны защиты молниеотвода высотой h (м)	
	$h \le 150$	$150 < h < 600$
А	$h_{эф} = 0{,}85\ h$ $r_o = (1{,}1 - 0{,}002\ h) \cdot h$	$h_{эф} = (0{,}85 - 1{,}7 \cdot 10\text{-}3\ (h - 150)) \cdot h$ $r_o = (0{,}8 - 1{,}8 \cdot 10\text{-}3\ (h - 150)) \cdot h$
Б	$h_{эф} = 0{,}92\ h$ $r_o = 0{,}5$	$h_{эф} = (0{,}92 - 0{,}8 \cdot 10\text{-}3\ (h - 150)) \cdot h$ $r_o = 225$

Зона защиты двух равновеликих стержневых молниеотводов высотой до 150 м. Торцевые внешние области зон определяются по формуле (7.4.1) с использованием данных таблицы 7.1 как для одиночных молниеотводов.

Границы внутренней области зоны защиты при расстоянии между молниеотводами $L_{м-м} \leq h$ также рассчитываются по формуле (7.4.1). При больших расстояниях $L_{м-м}$ для расчета r_{ci} для высоты h_i используется формула:

$$r_{ci} = r_{C0}\left(\frac{h_{СГ} - h_i}{h_i}\right) \qquad (7.4.2)$$

где $h_{сг}$ и $r_{со}$ - высота и половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли в середине между совместно действующими молниеотводами одинаковой высоты принимаются по таблице 7.2.

Таблица 7.2 - к расчету границы внутренней зоны защиты двух стержневых молниеотводов одинаковой высоты

Тип зоны	высота ($h_{с.г}$) и половина ширины внутренней зоны защиты ($r_{со}$) на уровне земли в середине между равновеликими молниеотводами при различных расстояниях ($L_{м-м}$) между ними	
	$h < L_{м-м} \leq 2h$	$2h < L_{м-м} \leq q''h$
А* (q''= 4)	$h_{с.г} = h_{эф}$ - (0,17 + 3 · 10^{-4} h) ($L_{м-м}$ - h)	
	$r_{со} = r_{о}$	$r_{CO} = r_0\left(1 - \frac{0{,}2(L_{M-M} - 2h)}{h}\right)$
В* (q''= 6)	$h_{с.г} = h_{эф}$ - 0,14 ($L_{м-м}$ - h) $r_{со} = r_{о}$	

Защита изоляции от прямых ударов молнии осуществляется установкой стержневых молниеотводов на расширяемой части ОРУ-500 кВ высотой 40,2 метра. Расстояние между молниеотводами 106,5 м. Территория подстанции относится зоне защиты А.

Область защиты двойного стержневого молниеотвода определяется по следующим формулам:

Эффективная высота молниеотвода по формуле из таблицы 7.1.:

$$h_{эф} = 0{,}85 \cdot h, \qquad (7.4.3)$$

где h = 40,2 м – высота молниеотвода.

$$h_{эф} = 0{,}85 \cdot 40{,}2 = 34{,}17 \text{ м.}$$

Границы зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1{,}1 - 0{,}002 \cdot h) \cdot h \ , \qquad (7.4.4)$$

$$r_0 = (1{,}1 - 0{,}002 \cdot 40{,}2) \cdot 40{,}2 = 40{,}98 \approx 41\text{м}$$

Рассчитываем границы внутренней области зоны защиты при расстоянии между молниеотводами 106,5 метров по формулам из таблицы 7.2.

$$h_{СГ} = h_{эф} - (0{,}17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h)(L_{М-М} - h) \qquad (7.4.5)$$

$$h_{СГ} = 34{,}17 - (0{,}17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 40{,}2)(106{,}5 - 40{,}2) = 22{,}099\text{м}2$$

$$r_{СО} = r_0\left(1 - \frac{0{,}2(L_{М-М} - 2h)}{h}\right) \qquad (7.4.6)$$

$$r_{СО} = 41\left(1 - \frac{0{,}2(106{,}5 - 2 \cdot 40{,}2)}{40{,}2}\right) = 35{,}676\text{м}.$$

Границы зоны защиты на высоте h_x = 9 м – максимальной высоты основного оборудования подстанции:

$$r_X = r_{С0}\left(\frac{h_{СГ} - h_X}{h_X}\right) \qquad (7.4.7)$$

$$r_X = 35{,}676\left(\frac{22{,}099 - 9}{9}\right) = 51{,}924\text{м}.$$

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

Зоны защиты молниеотвода, соотнесенные с генеральным планом подстанции, показаны на Рисунке 7.2.

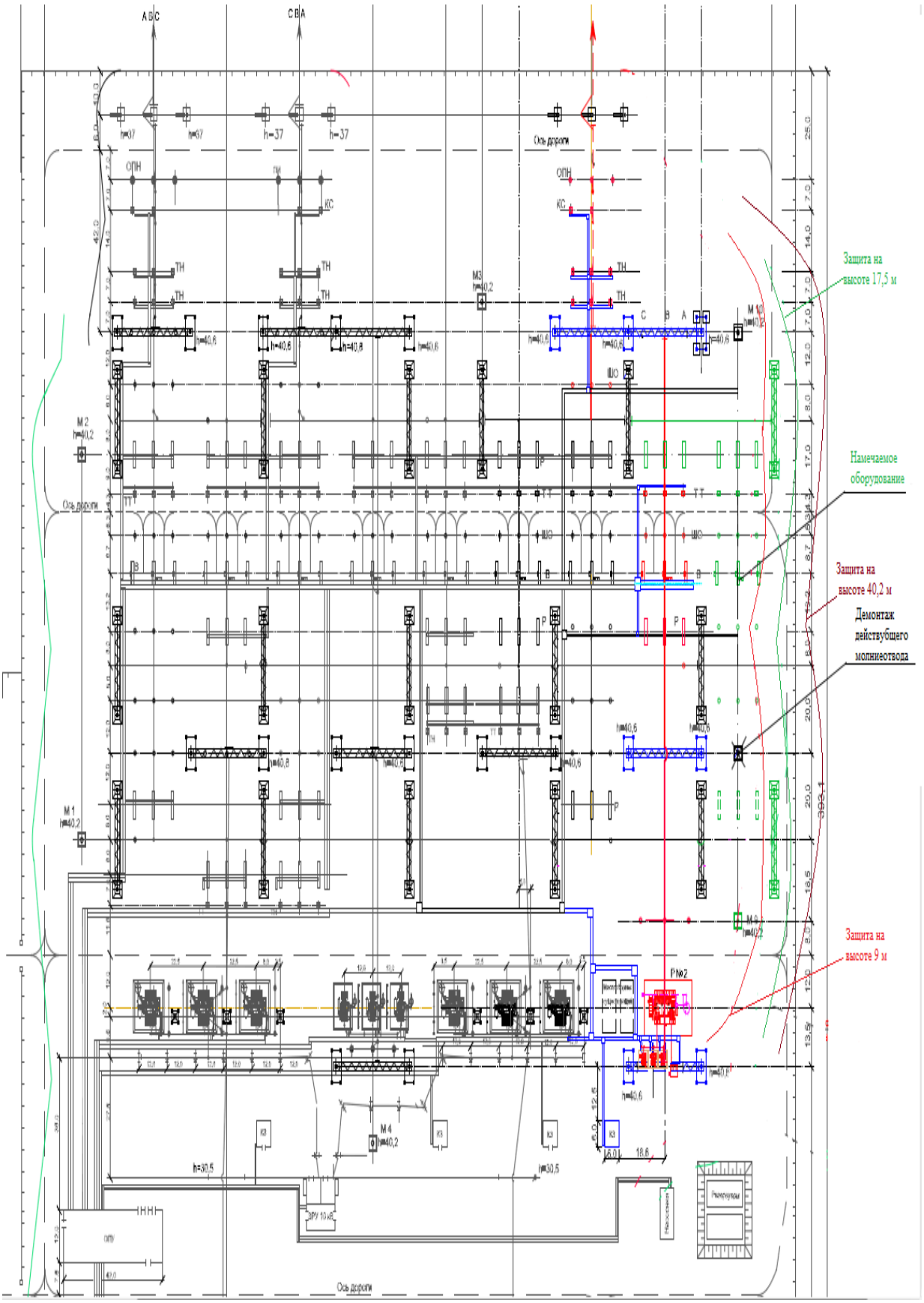


Рисунок 7.2 – Зона защиты молниеотвода в зависимости от высоты

7.5 Расчет заземляющего устройства

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

Для предотвращения возможности возникновения потенциала на корпусе оборудования его заземляют путем надежного присоединения к контуру заземления [11].

Заземлению подлежат:

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

Произведем расчёт заземляющего устройства подстанции:

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

Удельное сопротивление грунта в соответствии с данными изысканий ρ = 130 Ом/м на глубине до 10 м, глубина промерзания суглинка 140 см.

Принимаются заземлители из электродов диаметром 16 мм длиной 5 м, для связи используется стальная полоса сечением 40х4 мм^2. Предварительно с учетом площади, занимаемой объектом, намечаем расположение заземлителей по периметру.

Определяем сопротивление стеканию тока горизонтального заземлителя (соединительной полосы):

$$R_г = \frac{\rho}{2\pi\pi} \cdot \ln \frac{2l^2}{b \cdot t} \qquad (7.5.1)$$

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.

$$R_г = \frac{130}{2\pi \cdot 241} \cdot \ln \frac{2 \cdot 241^2}{0.04 \cdot 0,7} = 0,1308 \text{ Ом.}$$

Требуемое сопротивление вертикальных заземлителей:

$$R_в = R_и - R_г, \qquad (7.5.2)$$

где $R_и$ – требуемое сопротивление искусственного заземлителя.

$$R_в = 0,5 - 1,308 = /-0,538/=0,538 \text{ Ом},$$

Определяется сопротивление стеканию тока одного вертикального заземлителя:

$$R_{во} = \frac{\rho}{2\pi(l-0,5)} \cdot \left(\ln \frac{2(l-0.5)}{d} + 0,5 \ln \frac{4(h+0,5l)+(l-0,5)}{4(h+0,5l)-(l-0,5)} \right) \qquad (7.5.3)$$

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

$$R_{во} = \frac{130}{2\pi(5-0,5)} \cdot \left(\ln \frac{2(5-0.5)}{0,016} + 0,5 \ln \frac{4(1.4+0,5 \cdot 5)+(5-0,5)}{4(1.4+0,5 \cdot 5)-(5-0,5)} \right) = 30,48(Ом)$$

Необходимое число электродов:

$$N = \frac{R_{во}}{R_в} \qquad (7.5.4)$$

$$N = \frac{30,48}{0,538} = 56,654 \approx 57$$

Принимаем N = 57.

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

Дополнительно к контуру на территории подстанции устраиваем сетку из продольных полос, расположенных на расстоянии 0,8 – 1 м от оборудования, с поперечными связями через каждые 30 м, для выравнивания потенциалов у входов и въездов, а также по краям контура прокладываем углублённые полосы. Эти неучтённые горизонтальные электроды уменьшают общее сопротивление заземления, проводимость их идёт в запас надежности.

Размещение вертикальных и горизонтальных заземлителей показано на Рисунке 7.3.

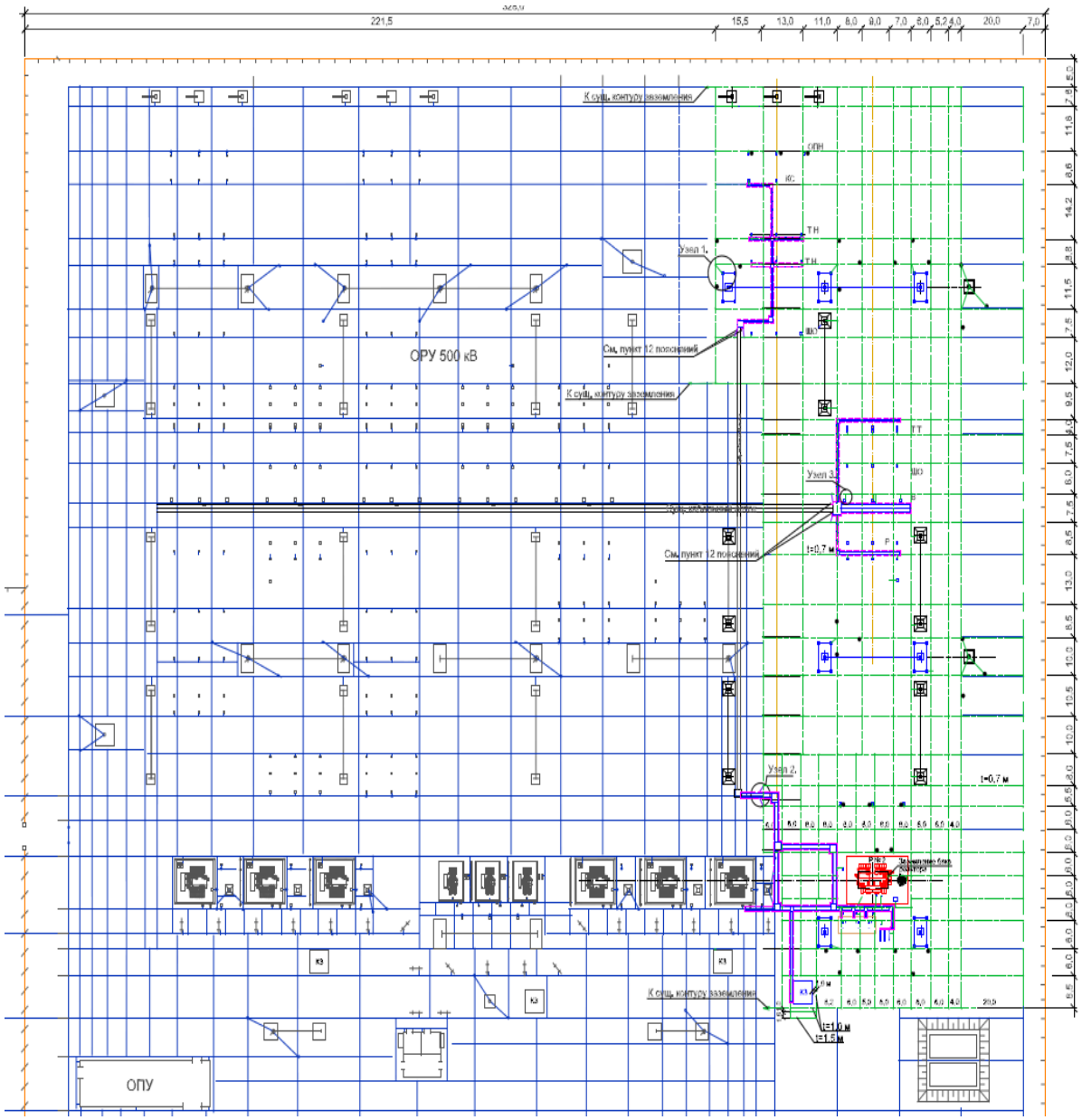


Рисунок 7.3 - Размещение вертикальных и горизонтальных заземлителей

7.6 Противопожарная безопасность подстанции

Во избежание возникновения пожара и опасности обслуживающего персонала на ОРУ-500 кВ предусматривается установка насосной станции пожаротушения, маслосборника при сливе масла, а также пожарная сигнализация.

На основании СН РК 2.02.11-2002 «Нормы оборудования зданий, помещений и сооружений системами автоматической пожарной сигнализации, автоматическими установками пожаротушения и оповещения людей о пожаре» [18] оборудованию автоматическими установками пожаротушения подлежат:

- кабельные сооружения подстанций 500кВ и выше (СН РК 2.02.11-2002 п. 5.3);
- трансформаторы напряжением 220-330-500 кВ и выше (СН РК 2.02.11-2002 п. 5.21).

7.6.1 Система автоматического дренчерного пожаротушения.

Системой дренчерного автоматического пожаротушения защищаются две группы однофазных трансформаторов и группа однофазных реакторов, установленных на площадке подстанции открытым способом в пределах маслосборных площадок.

А так же системой дренчерного пожаротушения защищается помещение кабелей, расположенное в здании ОПУ на отм. 0.000 в осях 1-4;

Хранение противопожарного запаса воды предусматривается в двух резервуарах, емкостью 250 м^3. Водопотребление происходит от кольцевого водопровода.

7.6.2 Определение запаса воды, и способы ее хранения.

Расчетная интенсивность орошения для групп трансформаторов и реакторов, согласно РД 34.15.109-91 п. 2.35 составит: – 0.2 л/с м2.

Расчетная площадь – по всей площади, время работы установки – 10 мин.

Расчетное время тушения для определения запаса воды – 30 мин.

Так как диктующим направлением является группа реакторов по ГП, наиболее удаленная от насосной станции пожаротушения, то согласно расчетного расхода воды, потребность в воде для нужд пожаротушения составит:

$$70,6 \times (3,6/2) = 127,1(\text{м}^3).$$

7.6.3 Гидравлический расчет.

Гидравлический расчет сети выполнен по методике СНиП РК 2.02- 15-2003 из условия возникновения на объекте самого неблагоприятного варианта пожара для каждой зоны. За расчетный пожар принят пожар на площадке трехфазной группы однофазных шунтирующих реакторов.

7.6.3.1 Исходные данные для расчета.

Согласно РД 34.15.109-91 п. 2.35 нормативная интенсивность орошения водой реактора составит: – 0.2 л/с м2.

Площадь для расчета расхода воды – по всей площади;

Продолжительность работы установки – 10 мин.

Фактическая площадь защищаемой поверхности реактора, согласно расчетной таблицы №8.3, с учетом высоковольтных вводов и площадки маслоприемника составляет – 230,7м2.

Фактический расход воды на тушение трансформатора, согласно гидравлического расчета составит – 70,6 л/с.

Нормативный расход воды при данной площади составит – 46,14 л/с.

Таким образом, каждая точка поверхности трансформатора и площадки маслоприемника орошается с интенсивностью в 1.5 раз большей, чем по нормативным требованиям.

Минимальное давление перед самым удаленным оросителем – 40м.в.ст.

Необходимое давление перед узлом управления, с учетом потерь напора, составит – 46,5м.в.ст.

Расчеты по необходимому количеству оросителей и расхода воды, для тушения реактора, приведены в таблицах № 7.3-7.4.

Таблица №7.3 - Определение количества оросителей и расчетного расхода воды при пожаротушении реактора.

№	Наименование защищаемых элементов трансформатора	Площадь защищаемой поверхности, м2	Нормативная интенсивность орошения поверхности, л/с*м2	Давление воды перед оросителем кг/см3		Расчетный расход воды через ороситель яруса, л/с	Количество оросителей, шт		Расчетный расход воды по ярусам, л/с
				Нормативное	Расчетное		По расчету n= S*0.2/Q	Принято конструктивно	
1	Высоковольтные Вводы, расширительный бак, крышка выносные маслоохладители	37,7	0,2	2-6	4	5,7	2	2	1 1,4
2	Вертикальные Боковые грани бака тр-ра, вын.ох	32,8			4,16	5,8	2	2	11,6

Продолжение таблицы 7.3

№	Наименование защищаемых элементов трансформатора	Площадь защищаемой поверхности, м2	Нормативная интенсивность орошения поверхности, л/с*м2	Давление воды перед оросителем кг/см3		Расчетный расход воды через ороситель яруса, л/с	Количество оросителей, шт		Расчетный расход воды по ярусам, л/с
				Нормативное	Расчетное		По расчету n= S*0.2/Q	Принято конструктивно	
3	Вертикальные боковые (фронтальные) грани бака трансформатора, выносные маслоохладители	6,66			4,23	5,9	3	4	23,6
4	Маслоохладители, площадка маслоприемника	110			4,41	6	4	4	24
		230,7					11	12	70,6

Таблица №7.4 - Определение количества оросителей и расчетного расхода воды при пожаротушении реактора.

№	Наименование защищаемых элементов трансформатора	Площадь защищаемой поверхности, м2	Нормативная интенсивность орошения поверхности, л/с*м2	Давление воды перед оросителем кг/см3		Расчетный расход воды через ороситель яруса, л/с	Количество оросителей, шт		Расчетный расход воды по ярусам, л/с
				Нормативное	Расчетное		По расчету n= S*0.2/Q	Принято конструктивно	
1	Высоковольтные Вводы, расширительный бачок, крышка, выносные маслоохладители	15,2	0,2	2-6	4	5,7	1	2	11,4
2	Вертикальные Боковые (торцевые) грани бака реактора, выносные охладители	18,2			4,16	5,8	1	2	11,6
3	Вертикальные боковые (фронтальные) грани бака трансформатора, выносные маслоохладители	18,8			4,23	5,9	1	2	11,8
4	Маслоохладители, площадка маслоприемника	67,5			4,41	6	3	4	24
		119,7					6	10	58,8

7.6.4 Определение расчетных параметров пожарных насосных установок.

Для целей автоматического пожаротушения, предусматривается устройство одной насосной установки.

Насосная установка состоит из одного рабочего насоса и одного резервного. Параметры насосной установки (напор и расход) определяются гидравлическим расчетом.

В качестве подпитывающего устройства используется жокей-насос. Расчетный напор насосной установки определяется по формуле:

$$H_{Н} = H_0^{Д} + 1{,}2 \cdot \sum (h_{с} + h_{вл}) + H_{уу} + \Delta Z; \qquad (7.6.1)$$

где:

$H_{Н}$ - напор на насосе, м вод. Ст;

$H_0^{Д}$ - напор у диктующего оросителя, м вод. Ст.;

1,2 – коэффициент, учитывающий 20 % потерь напора на местные сопротивления;

$h_{с}$ - потери напора по длине трубопроводной сети, м. Вод. Ст;

$h_{вл}$ - потери напора по длине всасывающей линии, м вод. Ст;

$H_{уу}$ - потери напора в узле управления, м вод. Ст;

ΔZ - разность отметок между диктующим оросителем и нижним уровнем воды в резервуаре, м.

Потребный напор на вводе насоса, будет необходим:

НН = 83,0 м. вод. ст. расчетный расход, с учетом расхода на наружное пожаротушение – 80,6 л/с (290,16 м3/ч).

Исходя из гидравлического расчета, выбирается насосная пара с параметрами определенными расчетом:

		Напор, м вод,ст		Расход, м3/ч.		
Тип	Марка насоса	Расчетный	Фактический	Расчетный	Фактический	Потребляемая мощность, кВт
Рабочий насос	NPG 150-500-110/4	83.0	83.2	290,16	291	110
Резервный насос	NPG 150-500-110/4	83.0	83.2	290,16	291	110

8 Компактные ВЛ ВН и СВН

В данном разделе рассмотрены преимущества компактных ВЛ ВН (220 кВ) и СВН (330 кВ и выше) напряжения в сравнении с ВЛ традиционной конструкций, а также вопросы разработки новых конструкций компактных ВЛ-220 и 500 кВ.

8.1 Критический анализ ВЛ на базе унифицированных опор и внедрение современных стальных многогранных опор

Для гармонизации введенного в действие в 2003 г. в РФ ПУЭ-7 с международными требованиями СИГРЭ к климатическим условиям для ВЛ ВН и СВН были разработаны новые карты районирования с учетом увеличения периода повторяемости с 1 раз в 15 лет (ПУЭ-6 и более ранние) до 1 раз в 25 лет (ПУЭ-7), а также введен ряд коэффициентов (ответственности, надежности, региональный и по условиям работы), значительно (в разы) повышающих нормативные нагрузки.

Все это повлекло значительный рост расчетных нагрузок на провода, тросы и опоры ВЛ, следствием чего явился полный отказ от применения ж/б опор для ВЛ-35-220 кВ и существенное ограничение возможностей использования решетчатых унифицированных опор для вновь сооружаемых ВЛ высокого (ВН) и сверхвысокого (СВН - 330 кВ и выше) напряжения.

Для обеспечения необходимой прочности опор ВЛ ВН и СВН, по заданию ФСК РФ СевЗап НТЦ реализована программа «Создание и внедрение стальных многогранных опор (СМО) для ВЛ 35-500 кВ».

Выводы

1) Нормативные нагрузки на провода, тросы и опоры ВЛ определяются для периода повторяемости 1 раз в 25 лет против 1 раз в 15 лет, что предусматривалось ранее действовавшими ПУЭ.

2) Введение в ПУЭ-7 ряда коэффициентов, на которые умножаются нормативные нагрузки, а именно:

по ответственности - g_{nw} = 1,0-1,1;
по надежности - g_f = 1,0-1,3;
регионального - g_p = 1,0-1,5;
по условиям работы - g_d = 0,5.

приводит к увеличению периода повторяемости в n раз и, как следствие, значительно увеличивает расчетные нагрузки, по сравнению с исходными нормативными величинами.

3) Расчетные ветровые нагрузки по ПУЭ-7 сопоставимы с нагрузками по рекомендациям СИГРЭ - повторяемость 1 раз в 50 лет (обеспеченность 0,98). Расчетные гололедные нагрузки, определенные по ПУЭ–7, сопоставимы с нагрузками по рекомендациям СИГРЭ - повторяемость 1 раз в 150 лет (обеспеченность 0,9933).

4) Для выполнения требований ПУЭ-7 к механической прочности опор при возросших климатических нагрузках на провода и тросы рядом заводов РФ освоен серийный выпуск стальных многогранных опор (далее – СМО).

8.2 Компактные ВЛ ВН и СВН

Отличительной особенностью компактных ВЛ ВН и СВН (далее – КВЛ) являются:

- глубокое расщепление фаз на n=3, 4, …., 6 и более составляющих проводов;
- кардинальное уменьшение изоляционных межфазных расстояний до величин, регламентируемых ПУЭ по грозовым и внутренним перенапряжениям.

Указанное обеспечивает повышение натуральной мощности компактных ВЛ в 2-2,5 раза по сравнению с ВЛ традиционной конструкции на унифицированных опорах одного класса напряжения.

Очевидно, что наличие n=3, 4, …., 6 и более составляющих проводов в расщепленных фазах КВЛ приводит к значительному увеличению расчетных нагрузок на опоры при ветровых и гололедных условиях, а уменьшение изоляционных межфазных расстояний требует обеспечения фиксации межфазных расстояний с помощью изолирующих распорок для предовращения возможности схлестывания проводов фаз при порывах ветра и/или сбросе гололеда.

Как указано выше, серийное производство СМО для ВЛ ВН и СВН освоено рядом заводов России. Наличие широкого ряда типовых стоек СМО создает возможности их выбора для конструирования КВЛ на различные классы напряжений.

Кроме того, заводами РФ и за рубежом освоен выпуск распорок межфазных изолирующих (РМИ), а также высоконадежных полимерных опорных и подвесных изоляторов (компании ABB, ИНСТА и др.).

Таким образом, создана необходимая элементная база для внедрения КВЛ в практику электросетевого строительства.

Ниже рассмотрены:

- основные соотношения, определяющие основные показатели компактных ВЛ в части их погонных индуктивности (L_0) и емкости (C_0), а также волнового сопротивления ($Z_{\text{В}}$) и натуральной мощности ($P_{\text{н}}$);
- особенности конструкций КВЛ на напряжение 220 и 500 кВ.

Главным преимуществом данных ВЛ является значительное (в 2,5-3,0 раза и более) повышение натуральной мощности компактных ВЛ, по сравнению с аналогичным показателем ВЛ традиционных конструкций с использованием решетчатых и/или стальных многогранных опор.

Натуральная мощность ВЛ определяется известным соотношением [8]:

$$P_{нат} = \frac{U^2}{Z_C} \qquad Z_C = \sqrt{\frac{L_0}{C_0}}$$

здесь L_0 (Гн/км) и C_0 (Ф/км) , соответственно, погонная индуктивность и емкость ВЛ.

Очевидно, что повышение натуральной мощности ВЛ ВН и/или ВЛ СВН достигается значительным снижением L_0 при одновременном росте C_0.

В свою очередь, величины L_0 и C_0 определяются, как известно, геометрией расположения фаз в пространстве опоры, а именно: среднегеометрическими расстояниями $D_{ср.г.}$ между центрами фаз и глубоким расщеплением фаз на n = 2,3,…,6 и более составляющих проводов.

В данной работе на базе уравнений электромагнитного поля (уравнения Максвелла) выполнен анализ основных соотношений для расчета погонных индуктивностей и емкостей ВЛ ВН и СВН.

Полученные расчетные соотношения позволили разработать новые конструкции компактных ВЛ ВН и СВН с расположением расщепленных на n=3,4,6 проводов круглых фаз по вершинам треугольника с исключением заземленных конструкций опор (стальные стойки и траверсы) из межфазного пространства.

Применение современных высокопрочных опорных изоляторов и выполненных на их базе изоляторов – разрядников многокамерных, разработанных в НПО «Стример», позволили значительно снизить высоту опор для компактных ВЛ за счет отказа от грозозащитных тросов без уменьшения габаритных пролетов и, соответственно, снизить расход стали для изготовления промежуточных опор (90% и более от общего количества опор по трассе ВЛ).

8.3 Конструкции компактных воздушных линий

8.3.1 Анализ изоляционных расстояний на ВЛ традиционной конструкции и пути кардинального снижения поперечных габаритов

ВЛ высокого (110-220кВ) и сверхвысокого (330кВ и выше) напряжений традиционных конструкций (на унифицированных решетчатых и стальных многогранных опорах) по оценкам международных экспертов являются ЛЭП с минимальной величиной натуральной мощности $P_{трад.нат.}$, по сравнению с компактными ВЛ (далее – КВЛ), действующими в промышленно развитых странах $P_{квл. нат.}$.

В таблице 8.1 приведены величины натуральных мощностей ВЛ традиционных и компактных конструкций.

Таблица 8.1 – Величины натуральной мощности $P_{нат.трад.}$ и $P_{нат.квл}$

Uном., кВ	110	220	500
Рнат.трад, МВт	30	125	900
Рнат.квл, МВт	80-90	250-300	1400-2000

Минимальные величины натуральной мощности ВЛ традиционных конструкций обусловлены, в первую очередь, значительными величинами междуфазных изоляционных расстояний $D_{ср.г.}$, которые превышают даже нормируемые ПУЭ расстояния по условиям недопустимости схлестывания проводов при порывах ветра и/или сбросе гололеда, а также при пляске проводов.

Таблица 8.2 – Междуфазные изоляционные расстояния на опорах традиционного исполнения и нормируемые ПУЭ-7

Номинальное напряжение, кВ	110	220	500
Dср.г. трад., м	5	8-9	12
Dср.г. пуэ., м	4	5	7,5

8.3.2 Изоляционные расстояния, рекомендуемые ПУЭ для ВЛ ВН и СВН по грозовым, внутренним перенапряжениям и по условию безопасного подъема на опору.

При фиксации изоляционных расстояний между фазами ($D_{ср.г.}$) на базе установки распорок межфазных изолирующих (РМИ – рисунок 8.1) в пролетах определяющими условиями будут изоляционные расстояния по грозовым перенапряжениям согласно ПУЭ.

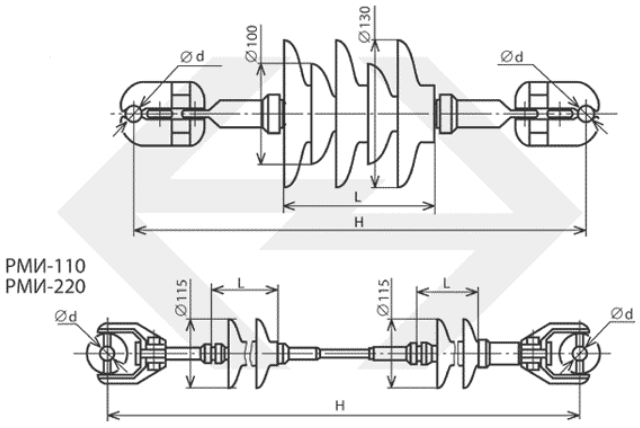


Рисунок 8.1 – Распорка междуфазная изолирующая типа РМИ-110-220кВ;

Таблица 8.3 – Технические характеристики распорок межфазных РМИ

Тип	Строительная высота H, мм	Длина изоляционной части L, мм	Длина пути утечки, мм	Диаметр провода d,мм	Масса, кг
РМИ-110	5500-6500	1960	530	15,2-24,5	17-25
РМИ-220	4500-5500	3630	1030	15,2-28,4	20-25
РМИ-220	5500-6000	3630	1030	15,2-28,4	20-25

Таблица 8.4 – Изоляционные межфазные расстояния по грозовым и внутренним перенапряжения (ПУЭ)

Напряжение, кВ	110	220	500
По грозовым перенапряжениям, м	1,35	2,5	4,0
По внутренним перенапряжениям, м	1,0	2,0	4,2

Однако, на опорах традиционного исполнения данные изоляционные расстояния не могут быть реализованы, т.к. в межфазном пространстве имеют место заземленные конструкции: стойки опор, траверсы, тросовые оттяжки.

Одним из возможных решений данной проблемы является, например, сооружение опор «охватывающего» типа (рисунок 8.2).

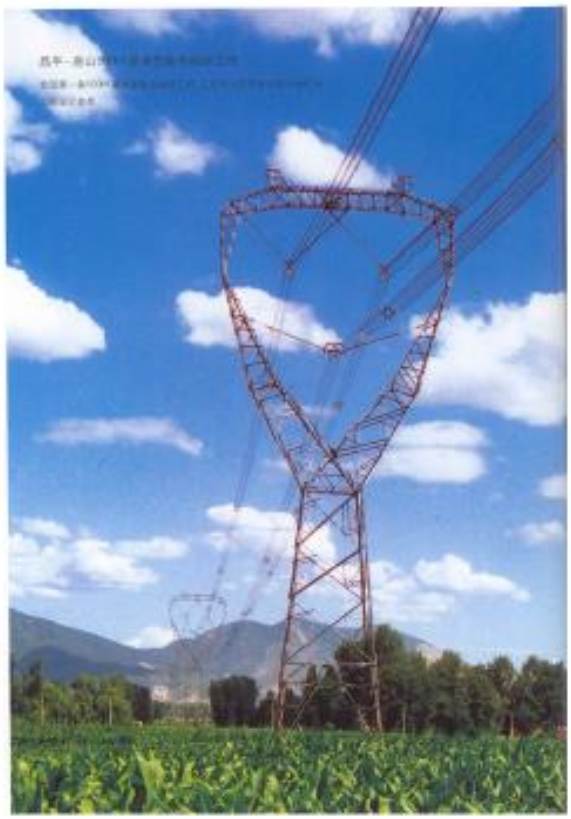


Рисунок 8.2 – Опора «охватывающего» типа;

К вопросу о применении ОПН для защиты ВЛ СВН от перенапряжений, индуктируемых при прямых ударах молнии в провода и опоры

Основным элементом ОПН являются оксидно-цинковые резисторы с высоко-нелинейной вольт-амперной характеристикой. Указанное обеспечивает возможность непосредственного присоединения ОПН к токоведущим частям защищаемого объекта.

На рисунке 8.3 представлена межсистемная КВЛ-420кВ «Норвегия-Швеция-Финляндия» выполненная с применением ОПН-500кВ компании АВВ.



Рисунок 8.3 – КВЛ-420кВ с применением ОПН-500кВ фирмы АВВ

Альтернативной ОПН для создания грозоупорных ВЛ ВН и СВН являются изоляторы-разрядники многокамерные (например, ИРМК 110 и 220 кВ), разработанные и освоенные в производстве НПО «Стример» (Санкт-Петербург). Данные аппараты имеют значительно меньшую стоимость, нежели ОПН, при эффективной способности к ограничению грозовых перенапряжений.

Расчетный срок службы изолятора-разрядника 30 (тридцать) лет.

На рисунке 8.4 в качестве примера показан изолятор-разрядник ИРМК-220кВ при испытании его импульсом 4 МВ.

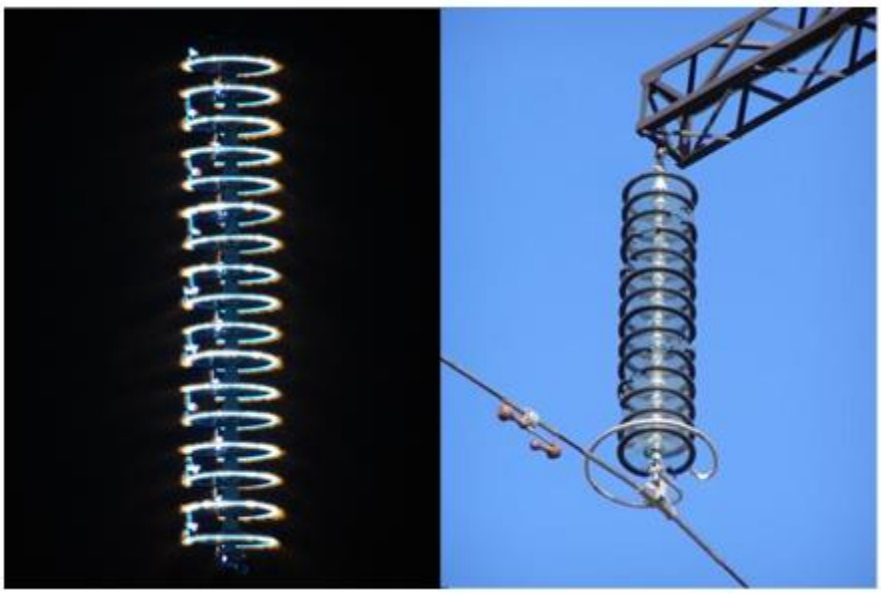


Рисунок 8.4 – Испытание ИРМК импульсом 4МВ.

Принципы создания конструкций опор для компактных ВЛ базируются на:

- предотвращение схлестывания проводов соседних фаз путем фиксации межфазных расстояний на базе установки в пролетах ВЛ ВН и СВН распорок межфазных изолирующих (РМИ);
- отсутствия заземленных конструкций в межфазном пространстве опоры;
- обеспечения минимальных по условиям грозовых перенапряжений межфазных изоляционных расстрояний $D_{\text{ср.г.}} \rightarrow min$;
- глубокого расщепления фаз на n=3,4,…,6 составляющих проводов
- ограничения с помощью ОПН и/или изоляторов-разрядников грозовых и внутренних перенапряжений.

8.3.3 Компактизация поперечных размеров ВЛ ВН и СВН при расщеплении фаз на n=3,4,…., n составляющих проводов

Для кардинального повышения натуральной мощности ВЛ ВН и СВН ($P_{нат.} = U^2/Z_в$) путем снижения их волнового сопротивления $Z_в$ необходимо глубокое расщепление фаз на n составляющих проводов и, одновременно с этим, минимизация среднегеометрических межфазных расстояний.

Волновое сопротивление линии может быть вычислено по формуле 8.3.1. при расположении расщепленных фаз по вершинам треугольника:

$$Z_В = \sqrt{\frac{L_0}{C_0}} \approx 60 \cdot \ln \frac{D_{ср.г.}}{r_Э} , \qquad (8.3.1)$$

где $D_{ср.г.} = \sqrt[3]{D_{ab} \cdot D_{bc} \cdot D_{ca}}$ –среднегеометрическое межфазное расстояние;

$r_p = \frac{d}{2\sin(\frac{\pi}{n})}$ – радиус расщепления фазы;

$r_э = r_p \cdot \sqrt[n]{r_0 \cdot n/r_p}$ – эквивалентный радиус фазы;

r_0 – радиус одиночного провода.

Кардинальное повышение натуральной мощности ВЛ путем глубокого расщепления фаз (n=3,4,…,) достигается путем одновременной компактизации поперечных размеров ВЛ, т.е. уменьшения величин $D_{ср}$.

Выводы:

1) ВЛ традиционного для стран СНГ исполнения по оценке международных экспертов являются линиями с минимальной величиной натуральной мощности, которая, как правило, в 2,0-2,5 раза меньше чем у действующих в промышленно развитых странах компактных ВЛ.

2) Способами кардинального увеличения натуральной мощности ВЛ ВН и СВН являются:

- уменьшение междуфазных расстояний Dср.квл в 2-3 раза и более, по сравнению с величинами Dср.трад. на ВЛ ВН и СВН традиционного исполнения;

- при этом исключение схлестывания проводов соседних фаз обеспечивается фиксацией межфазных расстояний Dср.квл путем установки в пролетах трех изолирующих распорок типа РМИ;

-глубокое расщепление фаз на n = 3,4, … 6 и более составляющих проводов;

- глубокое расщепление фаз должно сопровождаться одновременным уменьшением межфазных изоляционных расстояний до величин допустимых по условиям грозовых и внутренних перенапряжений.

8.4 Расчет погонных параметров компактных ВЛ ВН и СВН

8.4.1 Расчет погонных параметров на примере КВЛ-500 кВ

Определим погонные (на 1 км длины) параметры трехфазной линии 500 кВ, с расщеплением фаз на n=4 составляющих проводов (рисунок 8.5).

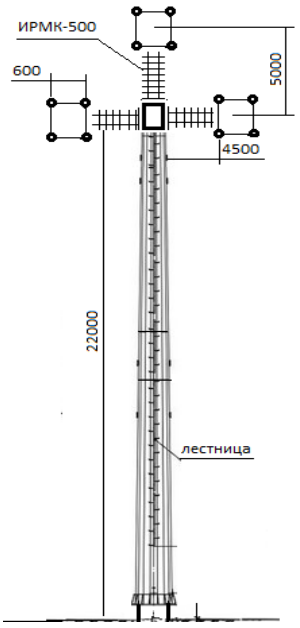


Рисунок 8.5 – Компактная ВЛ-500 кВ с расщеплением фазы на n=4 составляющих проводов.

Величины межфазных расстояний при установке опорных изоляторов фирмы ABB (h=4,5 м) по Т-образной схеме на вершине стальной многогранной опоры примем $d_{ab} = d_{ac} = 5$ м, а величина d_{bc}=10 м. При этом среднегеометрическое расстояние между фазами:

$$D_{ср.г.} = \sqrt[3]{d_{ab} \cdot d_{bc} \cdot d_{ca}} = 6{,}3м$$

Находим сопротивление расщепленной фазы при n=4 без учета взаимного электромагнитного влияния соседних фаз:

$$\dot{Z} = \frac{r_п}{4} + 0{,}05 + j0{,}145 \cdot \lg \frac{D_з}{r_Э}$$

где: $r_э$ – эквивалентный радиус фазы, который находится по следующей формуле:

$$r_Э = \sqrt[n]{r_0 \cdot d^{n-1}}$$

Здесь: r_0 – радиус провода, м;

d – шаг расщепления, м.

$$r_Э = \sqrt[4]{0{,}0102 \cdot 0{,}6^{4-1}} = 0{,}217(м)$$

$$\dot{Z} = \frac{0{,}079}{4} + 0{,}05 + j0{,}145 \cdot \lg\frac{1000}{0{,}217} = 0{,}07 + j0{,}531\frac{Ом}{км}$$

Далее находим значение погонного взаимного сопротивления трехфазной линии Z_m:

$$\dot{Z}_m = 0{,}05 + j0{,}145 \cdot \lg\frac{D_з}{D_{ср.}}$$

$$\dot{Z}_m = 0{,}05 + j0{,}145 \cdot \lg\frac{1000}{6{,}3} = 0{,}05 + j0{,}319\frac{Ом}{км}$$

Известно, что в системе фазных a,b,c координат определитель Δ_z симметричной матрицы погонных параметров Z:

$$\dot{Z} = \begin{bmatrix} \dot{Z} & \dot{Z}_m & \dot{Z}_m \\ \dot{Z}_m & \dot{Z} & \dot{Z}_m \\ \dot{Z}_m & \dot{Z}_m & \dot{Z} \end{bmatrix}$$

равен нулю,

$$\Delta_Z = \begin{bmatrix} 0{,}07 + j0{,}531 & 0{,}05 + j0{,}319 & 0{,}05 + j0{,}319 \\ 0{,}05 + j0{,}319 & 0{,}07 + j0{,}531 & 0{,}05 + j0{,}319 \\ 0{,}05 + j0{,}319 & 0{,}05 + j0{,}319 & 0{,}07 + j0{,}531 \end{bmatrix} = 0\,.$$

Следовательно, дальнейший расчет погонных параметров фаз КВЛ с учетом их взаимного электромагнитного влияния в системе фазных A,B,C координат невозможен.

Для выполнения требуемых расчетов используем преобразование подобия $\mathbf{H^{-1} \cdot Z \cdot H}$ для нахождения погонного сопротивления фазы трехфазной КВЛ-500 кВ с учетом взаимного электромагнитного влияния соседних фаз. Здесь, матрица преобразования подобия **H –** матрица координатного базиса системы симметричных составляющих прямой, обратной и нулевой последовательности:

$$H^{-1} \cdot Z \cdot H\,,$$

$$\text{где } [Z_{a,b,c}] = \begin{bmatrix} 0{,}07 + j0{,}531 & 0{,}05 + j0{,}319 & 0{,}05 + j0{,}319 \\ 0{,}05 + j0{,}319 & 0{,}07 + j0{,}531 & 0{,}05 + j0{,}319 \\ 0{,}05 + j0{,}319 & 0{,}05 + j0{,}319 & 0{,}07 + j0{,}531 \end{bmatrix}$$

$$H_{1,2,0} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix}, H^{-1}_{1,2,0} = \frac{1}{3} \times \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix},$$

В результате выполненного преобразования подобия погонное сопротивление ВЛ прямой последовательности будет иметь вид:

$$\dot{Z}_1 = r_п + j0{,}145 \cdot \lg \frac{d_{ср.}}{r_э}$$

где: $r_э = r_р \cdot \sqrt[n]{r_0 \cdot n / r_р}$ – эквивалентный радиус фазы при расположении фаз по вершинам равностороннего треугольника;

$r_р = \dfrac{d}{2\sin(\frac{\pi}{n})}$ – радиус расщепления.

$$r_э = 0{,}424 \cdot \sqrt[4]{(0{,}0102 \cdot 4)/0{,}424} = 0{,}236(м)$$

$$r_р = \frac{0{,}6}{2\sin(\frac{\pi}{4})} = 0{,}424(м)$$

$$\dot{Z}_1 = 0{,}079 + j0{,}145 \cdot \lg \frac{6{,}3}{0{,}236} = 0{,}079 + j0{,}207 \frac{Ом}{км}$$

Далее находим погонные рабочую емкость и индуктивность КВЛ-500 кВ с использованием формул (8.4.1) и (8.4.2):

$$L_0 = \frac{\mu_0}{2\pi} \cdot (\ln \frac{D}{r_э} + \frac{\mu}{\mu_0} \cdot \frac{1}{4n}) \quad (8.4.1) \qquad C_0 = 2\pi\pi_0 \cdot \frac{1}{\ln\left(D / r_э\right)} \quad (8.4.2)$$

где C_0, L_0 - соответственно, погонные емкость и индуктивность ВЛ;

$r_р$, $r_Э$ - радиус расщепления и эквивалентный радиус фазы,

$\mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-7}$ $Гн/м$ - магнитная проницаемость;

$\varepsilon_0 = 1/(4\pi \cdot 9 \cdot 10^9)$ - диэлектрическая проницаемость.

Эквивалентный радиус фазы находится по формуле (8.4.3):

$$r_э = r_р \cdot \sqrt[n]{(r_0 \cdot n)/r_р} \qquad (8.4.3)$$

где $r_р$, r_0 - соответственно, радиус расщепления и радиус провода.

Радиус расщепления находится по формуле (8.4.4):

$$r_р = \frac{d}{2\sin(\frac{\pi}{n})} \qquad (8.4.4)$$

$$r_р = \frac{0,6}{2\sin(\frac{\pi}{4})} = 0,424(м)$$

$$r_э = r_р \cdot \sqrt[n]{(r_0 \cdot n)/r_р} = 0,424 \cdot \sqrt[4]{(10,249 \cdot 10^{-3} \cdot 4)/0,424} = 0,236(м)$$

$$L_0 = \frac{\mu_0}{2\pi} \cdot (\ln \frac{D}{r_Э} + \frac{\mu}{\mu_0} \cdot \frac{1}{4n}) = \frac{4\pi \cdot 10^{-7}}{2\pi} \cdot (\ln \frac{6,3}{0,236} + \frac{4\pi \cdot 10^{-7}}{4\pi \cdot 10^{-7}} \cdot \frac{1}{4 \cdot 4}) = 6,694 \cdot 10^{-7}(Гн)$$

$$C_0 = 2\pi \cdot (\frac{1}{4\pi \cdot 9 \cdot 10^9}) \cdot \frac{1}{\ln\left(6,3 \,/\, 0,236\right)} = 1,691 \cdot 10^{-11}(Ф)$$

Волновое сопротивление ВЛ определяется известным соотношением:

$$Z_В = \sqrt{\frac{L_0}{C_0}} = \sqrt{\frac{6,694 \cdot 10^{-7}}{1,691 \cdot 10^{-11}}} = 198,96 \approx 199(Ом)$$

Тогда натуральная мощность КВЛ-500 кВ рассчитывается по следующему соотношению:

$$P_н = \frac{U_н^2}{Z_в} = \frac{500^2}{199} = 1257 \text{ МВт.}$$

Правильность полученных значений L_0 и C_0 проверим по известной величине скорости распространения электромагнитной волны вдоль линии $\upsilon_В = 3 \cdot 10^8$ м/с:

$$\upsilon_{В} = \frac{1}{\sqrt{L_0 \cdot C_0}} = \frac{1}{\sqrt{6{,}694 \cdot 10^{-7} \cdot 1{,}691 \cdot 10^{-11}}} = 2{,}972 \cdot 10^{8} \approx 3 \cdot 10^{8} \text{ м/с}$$

Емкостная проводимость прямой последовательности:

$$\dot{\gamma}_1 \approx j\frac{7{,}56 \cdot 10^{-6}}{\lg \frac{d_{ср}}{r_э}} = j\frac{7{,}56 \cdot 10^{-6}}{\lg \frac{6{,}3}{0{,}236}} = j5{,}3 \cdot 10^{-6} \frac{\text{См}}{\text{км}}$$

Соответственно, погонная емкость КВЛ-500 кВ с расщеплением фаз на n=4 составляющих проводов:

$$b = w \cdot C \rightarrow C = \frac{b}{w} = \frac{5{,}3 \cdot 10^{-6}}{2\pi \cdot 50} = 1{,}688 \cdot 10^{-8} = 0{,}1688 \cdot 10^{-9}(\Phi).$$

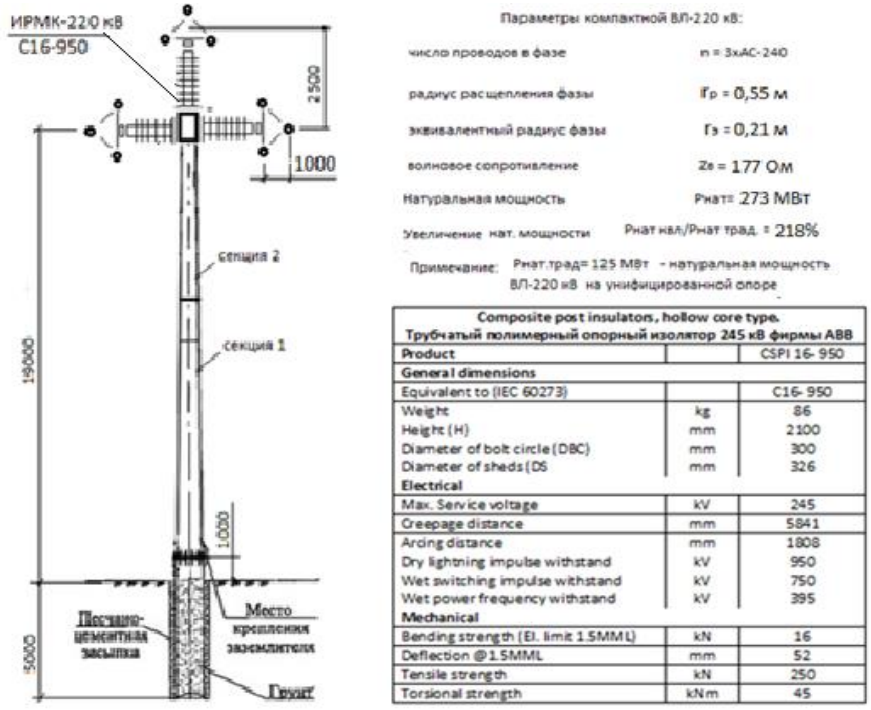
8.5 Конструкции компактных воздушных линий ВН (220 кВ) и СВН (330 кВ и выше)

В качестве примера рассмотрим конструкцию одноцепной компактной ВЛ-220 кВ (рисунок 8.6) с расщеплением фаз на 3хАС-240 и их подвеской с помощью опорных полимерных изоляторов.

Очевидно, что расщепление фаз на 3хАС-240 приведет к увеличению ветровых (парусность) и гололедных нагрузок на стойки промежуточных опор одноцепной КВЛ-220 кВ.

По результатам расчетов в качестве стойки для промежуточной опоры выбраны две секции СМ-24 двухцепной опоры традиционного типа ПМ-220-2 (разработка СевЗап НТЦ, изготовитель з-д Гидромонтаж). Длина стоек СМО типа ПМ-220-2 составляет 11,45 м, а толщина стали марки С345-1(2) для нижней секции – 7 мм, а средней – 6 мм.

Технические параметры опорных полимерных изоляторов типа С16-950 фирмы АВВ представлены на рисунке 8.6.



Composite post insulators, hollow core type.
Трубчатый полимерный опорный изолятор 245 кВ фирмы ABB

Product		CSPI 16-950
General dimensions		
Equivalent to (IEC 60273)		C16-950
Weight	kg	86
Height (H)	mm	2100
Diameter of bolt circle (DBC)	mm	300
Diameter of sheds (DS	mm	326
Electrical		
Max. Service voltage	kV	245
Creepage distance	mm	5841
Arcing distance	mm	1808
Dry lightning impulse withstand	kV	950
Wet switching impulse withstand	kV	750
Wet power frequency withstand	kV	395
Mechanical		
Bending strength (El. limit 1.5MML)	kN	16
Deflection @1.5MML	mm	52
Tensile strength	kN	250
Torsional strength	kNm	45

Рисунок 8.6 - Конструкция одноцепной КВЛ-220 кВ на базе 2-х секций СМ-24 опоры ПМ-220-2 и опорных полимерных изоляторов CSPI 16-950

Натуральные мощности одноцепной КВЛ-220 кВ ($Р_{нат.квл}$ = 273 МВт) и двухцепной ВЛ-220 кВ, выполненной на базе традиционной опоры ПМ-220-2 (Рнат. = 2х125 = 250 МВт), близки по величине.

Кроме того, существенное снижение высоты подвеса расщепленных на 2хАС-240 фаз, отсутствие стальных траверс и 2-х грозозащитных тросов обеспечивает значительное снижение расчетных изгибающих моментов, воздействующих на промежуточные опоры одноцепной КВЛ-220 кВ.

Все это позволяет сопоставить технико-экономические показатели двухцепной ВЛ-220 кВ на базе опоры ПМ-220-2 и одноцепной КВЛ-220 кВ (таблица 8.5).

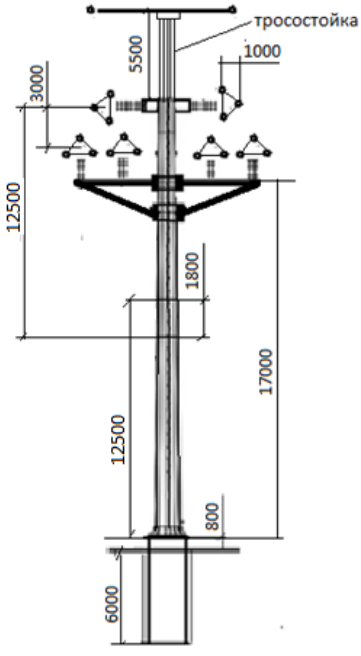
Таблица 8.5 - Технико-экономические показатели двухцепной ВЛ-220 кВ на базе опоры ПМ-220-2 и одноцепной КВЛ-220 кВ

№ п/п	Наименование	Двухцепная ВЛ-220 на базе опоры ПМ-220-2	Одноцепная КВЛ-220 кВ
1	Масса стали опоры	3-х секций стоек СМ-24 и 3-х траверс - 7,4 тонны	2-х секций стоек СМ-24 3,7 тонны
2	Число n проводов в фазах	2х(3хАС-400)	3х3хАС-240
3	Грозозащитный трос	2хТК-11	-
4	Изоляторы	Гирлянды из 14-21 стеклянных изоляторов	ПИРМК-220 на базе изолятора CSPI 16-950
5	Натуральная мощность	2х125=250 МВт	273 МВт

Очевидно, что при близких величинах $P_{нат.}$ одноцепной компактной КВЛ-220 кВ и традиционной двухцепной ВЛ-220 кВ фактором, определяющим экономическую эффективность внедрения одноцепных КВЛ-220 кВ, является двухкратное снижение расхода стали на изготовление СМО для КВЛ-220 кВ, по сравнению с аналогичным показателем для традиционных двухцепных ВЛ-220 кВ с СМО типа ПМ-220-2.

Ниже рассмотрена разработанная на аналогичных принципах конструкция двухцепной КВЛ-220 кВ. Здесь принято расщепление фаз каждой из цепей на n = 3хАС-240 составляющих проводов. С учетом значительного увеличения числа проводов на двухцепной КВЛ-220 кВ ($N_{пров.}$ = 2х3хn = 18) и, соответственно, ветровых и гололедных нагрузок в качестве аналога принята стальная многогранная стойка двухцепной промежуточной опоры МП-330-2, где предусматривается подвеска расщепленных на 2хАС400 фаз двух цепей (рисунок 8.7).

Для конструкции двухцепной КВЛ-220 кВ с фазами, расщепленными на n=3хАС-240, используем две секции стойки (нижнюю и среднюю) длиной по 11,45 м каждая. Диаметр основания нижней секции – 1,25 м, диаметр нижнего основания средней секции – 1,1 м, конусность – k = 0,0125. Толщина стали нижней секции – 10 мм, средней секции – 7,0 мм. При указанных данных масса нижней секции 4,0 тонны, а средней секции – 2,4 тонны. Общая масса стали стойки опоры двухцепной КВЛ-220 кВ – 6,4 тонны. Масса решетчатой траверсы – 0,5 тонны, а многогранной тросостойки – 0,75 тонны. Всего расход стали – 7,65 тонны. Для сравнения, многогранная опора МП-330-2 - 9,88 тонны.



Параметры компактной двухцепной КВЛ-220-2

число проводов в фазе	n = 3хАС-240
радиус расщепления фазы	r р = 0,58 м
эквивалентный радиус фазы	r э = 0,22 м
волновое сопротивление	Zв = 163 Ом
натуральная мощность	Рнат = 2х300 = 600 Мвт
масса стали нижней секции стойки	- 4,0 тонны
масса стали средней секции стойки	- 2,4 тонны
масса траверсы	- 0,5 тонны
масса тросостойки	- 0,75 тонны
Итого масса стали	- 7,65 тонны

Composite post insulators, hollow core type. Трубчатый полимерный опорный изолятор 245 кВ фирмы ABB		
Product		CSPI 16- 950
General dimensions		
Equivalent to (IEC 60273)		C16- 950
Weight	kg	86
Height (H)	mm	2100
Diameter of bolt circle (DBC)	mm	300
Diameter of sheds (DS	mm	326
Electrical		
Max. Service voltage	kV	245
Creepage distance	mm	5841
Arcing distance	mm	1808
Dry lightning impulse withstand	kV	950
Wet switching impulse withstand	kV	750
Wet power frequency withstand	kV	395
Mechanical		
Bending strength (El. limit 1.5MML)	kN	16
Deflection @1.5MML	mm	52
Tensile strength	kN	250
Torsional strength	kNm	45

Рисунок 8.7 - Конструкция двухцепной КВЛ-220 кВ с тросостойкой (аналог – секции многогранной стойки двухцепной СМО типа МП-330-2)

На траверсе установлены по два опорных изолятора С16-950 с каждой стороны от стойки опоры с подвеской на них расщепленных на 3хАС-240 фаз. Верхняя расщепленная на 3хАС-240 фаза подвешена на опорном изоляторе С16-950, который крепится перпендикулярно к многогранной средней секции стойки опоры. Центры расщепленных фаз каждой из цепей КВЛ-220 расположены по вершинам правильного треугольника с межцентровым расстоянием D = 3,35 м. На вершине стойки установлена тросостойка для подвески тросов 2хТК-11.

Расчеты параметров двухцепной КВЛ-220 кВ по рисунке 8.7 выполненные по соотношениям (8.4.1-8.4.4) показывают, что натуральная мощность данной КВЛ-220-2 составляет $P_{нат.квл}$ = 2х300 МВт, т.е. в 2,4 раза выше, чем аналогичный показатель традиционной двухцепной ВЛ-220 кВ.

На рисунке 8.8 представлена конструкция двухцепной компактной ВЛ-220 кВ с V-образной подвеской фаз, расщепленных на 3хАС-240 составляющих проводов, с помощью подвесных полимерных изоляторов типа ЛК160-220.

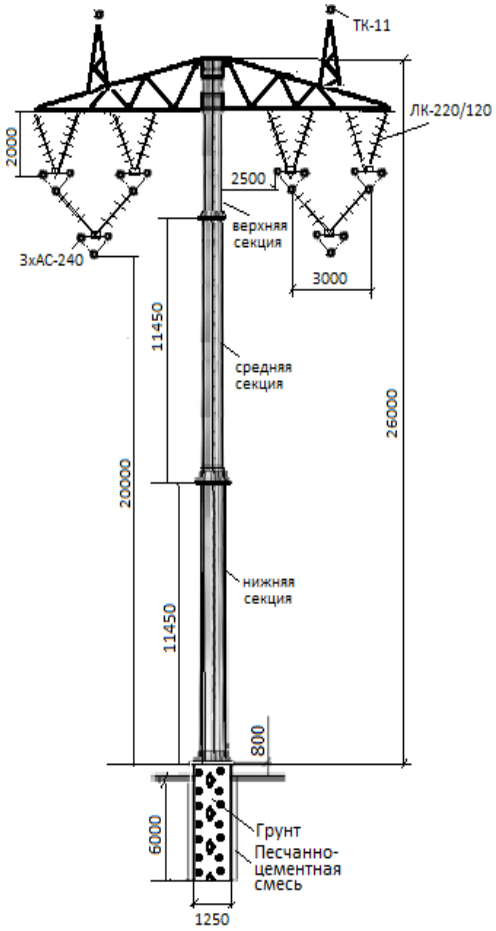


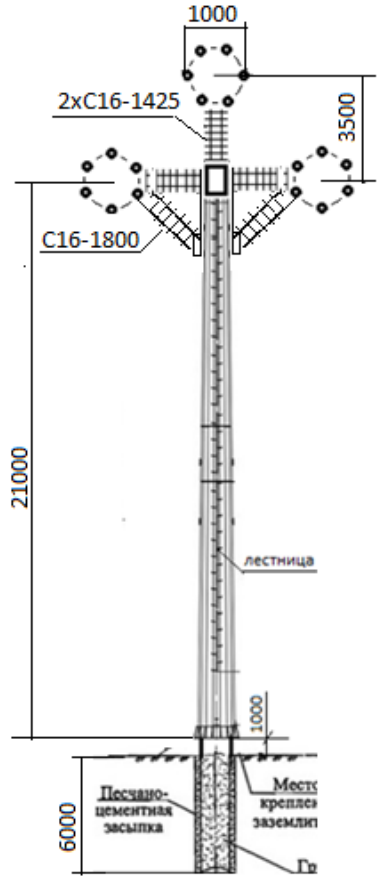
Рисунок 8.8 - Двухцепная КВЛ-220 кВ с V-образной подвеской фаз

В качестве опоры одноцепной КВЛ-500 кВ с расщеплением фаз на n = 6хАС-330 примем рассмотренную выше стальную многогранную опору МП-330-2 из двух секций длиной 11,45 м. С учетом того, что для данной

конструкции одноцепной КВЛ-500 кВ общее количество проводов N=6хАС-300х3 = 18хАС-300 и отсутствует необходимость в стальной траверсе, усиление прочности секций выполним увеличением толщины стали на 2 мм, т.е. толщина листа для нижней опоры – 12 мм, а средней – 9 мм. При этом вес каждой из секций составит: нижней секции – 4,0 тонны, а средней – 2,6 тонны; общий вес стали стойки из двух секций – 6,6 тонны.

Отметим, что вес одноцепной стальной многогранной опоры портального типа (2 стойки + траверса) традиционной конструкции с расщеплением фаз на n=3хАС-400 типа 2ПМ-500-1В составляет 10, 46 тонн.

Для подвески нижних расщепленных на 6хАС-330 фаз используем консоли из двух опорных полимерных изоляторов 550 кВ типа С-16-1425 и С16-1800 фирмы АВВ, а верхней фазы – 2хС16-1425, установленных вертикально, параллельно которым подключается ОПН-500.



Параметры компактной ВЛ-500 кВ

вес стали стойки СМО (2-е секции)	6,6 тонны
число проводов в фазе	n = 6хАС-330
радиус расщепления фазы	r р = 1,0 м
эквивалентный радиус фазы	r э = 0,75 м
волновое сопротивление	Zв = 125 Ом
натуральная мощность	Рнат.= 2000 МВт
увеличение нат. мощности	Рнат.квл/Рнат.трад = 222%

Примечание: Рнат.трад. = 900 МВт

Трубчатые полимерные изоляторы 550 кВ фирмы АВВ			
Product		CSPI 16-1425	CSPI 16-1800
General dimensions			
Equivalent to (IEC 60273)		C16-1425	C16-1800
Weight	kg	151	187
Height (H)	mm	3150	4000
Diameter of bolt circle (DBC)	mm	356	356
Diameter of sheds (DS	mm	361	361
Electrical			
Max. Service voltage	kV	550	550
Creepage distance	mm	9346	12424
Arcing distance	mm	2808	3658
Dry lightning impulse withstand	kV	1425	1800
Wet switching impulse withstand	kV	950	1175
Wet power frequency withstand	kV	-	-
Mechanical			
Bending strength (El. limit 1.5MML)	kN	16	16
Deflection @1.5MML	mm	78	160
Tensile strength	kN	300	300
Torsional strength	kNm	60	60

Рисунок 8.9 - Конструкция одноцепной КВЛ-500 кВ
(аналог - многогранная стойка двухцепной опоры МП-330-2)

Очевидно, что при необходимости создания двухцепных КВЛ-500 кВ могут быть предложены конструкции, аналогичные рассмотренным выше двухцепным КВЛ-220 кВ.

Выводы:

1) Конструкции компактных ВЛ базируются на отсутствии заземленных частей в межфазном пространстве опоры, что достигается:

- Для одноцепных КВЛ-220 и 500 кВ установкой полимерных опорных изоляторов повышенной прочности (например, опорных изоляторов фирмы АВВ) на вершине стойки стальной многогранной опоры с подвеской фаз, расщепленных на n=3,4, …, 6 и более составляющих проводов, а также фиксацией межфазных изоляционных расстояний в проетах путем установки 3-х распорок межфазных изолирующих, например, типа 3хРМИ-220;

- Аналогичные конструктивные решения реализуются и для двухцепных КВЛ-220 кВ на базе подвески расщепленных на на n=3,4, …, 6 и более составляющих проводов всех трех фаз с помощью установки полимерных опорных изоляторов двух фаз на стальной траверсе, а третьей фазы с помощью полимерного опорного изолятора установленного на стойке стальной многогранной опоры;

- Для двухцепных КВЛ-220 и 500 кВ подвеской расщепленных на на n=3,4, …, 6 и более составляющих проводов всех трех фаз одной цепи на траверсе с помощью V-образной подвески полимерных стрежневых изоляторов и фиксации межфазных изоляционных расстояний в проетах путем установки 3-х распорок межфазных изолирующих, например, типа 3хРМИ-220.

2) Рассмотренные в настоящей работе конструкции компактных одноцепных и двухцепных КВЛ ВН и СВН отличает повышенная в 2,0-2,5 раза натуральная мощность ($P_{\text{нат.1ц}-\text{КВЛ}-500\text{ кВ}} = 2000$ МВт; $P_{\text{нат.2ц}-\text{КВЛ}-220\text{ кВ}} = 2\text{х}300$ МВт) при значительном снижении расхода низколегированных сталей на изготовление промежуточных опор, по сравнению с аналогичными СМО традиционных конструкций.

Заключение

В дипломном проекте на тему «Проектирование участка сети 500 кВ Алма-Талдыкорган» выполнены расчеты установившегося и послеаварийного режима работы трехцепного транзита 500 кВ Север-Юг Казахстана на базе прогнозного баланса мощности до 2021г. Результаты расчетов показали, что в нормальном режиме величина передаваемой мощности с учетом 20% запаса по статической устойчивости не должна превышать 1978 МВт. При отключении головного участка одной из цепей 500 кВ для сохранения параллельной работы ЕЭС РК и ОЭС ЦА потребуется ввод в Южной зоне ЕЭС РК и ОЭС ЦА САОН суммарным объемом не менее 500 МВт.

На базе результатов расчета установившего и послеаварийного режимов работы трехцепного транзита 500 кВ Север-Юг Казахстана выбраны сечения проводов новой ВЛ-500 кВ. Выбрана типовая главная схема электрических соединений ОРУ-500 кВ ПС «Талдыкорган». Обоснован выбор мощности автотрансформаторов ПС «Талдыкорган» и основной коммутационной аппаратуры, измерительных ТТ и ТН и защитных аппаратов (ОПН).

В работе выполнена разработка инновационного подхода к конструированию опор новой ВЛ-500 кВ «Алма-Талдыкорган» в компактном исполнении с расщеплением фазы на n=4 и 6 составляющих проводов. Выполненные расчеты погонной индуктивности (L_0) и емкости (C_0) КВЛ-500 кВ и ее волнового сопротивления ($Z_{\text{В}}$) показали, что натуральная мощность данной ВЛ-500 кВ может быть повышена до $P_{\text{НАТ.КВЛ.}}$ =1400 МВт при расщеплении фаз на n=4хАС-330 составляющих проводов и до $P_{\text{НАТ.КВЛ.}}$=2000 МВт при расщеплении фаз на n=6хАС-330.

В разделе «Экономическая часть» выполнен расчет эффективности инвестиций в строительство новой ПС «Талдыкорган», расширения существующей ПС «Алма» и сооружения новой ВЛ-500 кВ. Выполнен расчет ежегодного потока средств (CF) и срок окупаемости сооружаемых объектов.

В разделе «Безопасность жизнедеятельности» выполнен расчет молниезащиты ПС, расчет количества электродов для контура заземления ПС и выполнен гидравлический расчет запаса воды при пожаре на площадке трехфазной группы однофазных шунтирующих реакторов, выбран тип основного и резервного насосов для качки необходимого объема воды для создания завесы. Расчеты выполнены для ПС «Алма».

Список литературы

1. Справочник по проектированию электрических сетей под редакцией Файбисовича, переработанное и дополненное, Москва ЭНАС, 2012г.
2. Справочник по проектированию подстанций 35-500 кВ под редакцией С.С. Рокотяна и Я.С. Самойлова, Энергоминиздат, Москва, 1982г.
3. Электрические системы и сети под редакцией Евдокунина Г.А., учебное пособие, Санкт-Петербург, 2011г.
4. Справочник по проектированию электроэнергетических систем под редакцией С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро, энергоатомиздат, Москва, 1985г.
5. Электрические системы и сети под редакцией В.И. Идельчика, энергоатомиздат, Москва, 1989г.
6. Переходные процессы в электроэнергетических системах под редакцией И.П. Крючкова, Издательский дом МЭИ, Москва, 2008г.
7. Электромагнитные переходные процессы под редакцией С.А.Ульянова, Москва, 1970г.
8. Новые средства передачи электроэнергии в энергосистемах под редакцией проф. Г.Н. Александрова, издательство ленинградского университета, 1987г.
9. Математический аппарат инженера под редакцией В.П. Сигорского, 1977г.
10. Молния и молниезащита под редакцией проф. Г.Н. Александрова, Москва, 2008г.
11. Руководство по защите электрических сетей 35-1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений, ЕЭС России, 1999г.
12. Руководство по проектированию многогранных опор и фундаментов к ним для ВЛ напряжением 110-500 кВ, ОАО «ФСК ЕЭС», 2010г.
13. Общие положения обеспечения пожаробезопасноти энергообъектов, ЕЭС России, Энергоминиздат, 1990г.
14. ПУЭ РК
15. ПУЭ-7 РФ
16. СНиП 2.01.07-85* «Нагрузки и воздействия», Москва, 2005г.
17. СНиП II-23-81* «Стальные конструкции», Москва, 2005г.
18. СН РК 2.02.11-2002 «Нормы оборудования зданий, помещений и сооружений системами автоматической пожарной сигнализации, автоматическими установками пожаротушения и оповещения людей о пожаре»

Перечень используемых терминов и принятых сокращений

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