МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

кафедра Электрических станций, сетей и систем

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

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: Развитие сетей электропередачи 110 кВ г. Алматы от ПЕ-7А до ПС-131А

Специальность 5В071800 - Электроэнергетика

Выполнил (а) Аскаров Т.Е. ЭС-12-2
(Фамилия и инициалы) группа

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

Консультанты:

по экономической части:
Вашева Л.Ш., к.э.н, доцент
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «30» мая 2016 г.
(подпись)

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

по применению вычислительной техники:
Умбеткулов Е.К к.т.н
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «02» июня 2016 г.
(подпись)

Соколова И.С.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «_____»_____ 20__ г.
(подпись)

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

Рецензент: Сахиева З.Б. начальник службы ОДУ АО „НЭК"
(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 Электроэнергетики
Специальность 5В071800 - Электроэнергетика
Кафедра Электрических станций, сетей и систем

ЗАДАНИЕ
на выполнение дипломного проекта

Студент Айсариев Темирлан Ерлангулы
(фамилия, имя, отчество)

Тема проекта Развитие линии электропередачи 110 кВ г. Алматы от ПС-7А до ПС-131А

утверждена приказом ректора № ___ от «___» октября 20___ г.
Срок сдачи законченной работы «___» _____ 20___ г.
Исходные данные к проекту требуемые параметры результатов проектирования (исследования) и исходные данные объекта
Данные нагрузок зимнего и летнего сезонов электрической сети от ПС-7А до ПС-131А. Схема подстанции №102А, АДК". Карта схема эл. сети г. Алматы

Перечень подлежащих разработке дипломного проекта вопросов или краткое содержание дипломного проекта:
Расчет режимов электрической сети 110 кВ
Расчет токов короткого замыкания, выбор коммутационных аппаратов на подстанции №102А, АДК"
Безопасность жизнедеятельности
Технико-экономическое обоснование модернизации сетей 110 кВ.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

1 Карта-схема рассматриваемого участка электрической сети г. Алматы
2. Схема электрических соединений линии 110 кВ
3. Расчет режимов линии электропередачи 110 кВ
4 Расчет токов короткого замыкания
5. Выбор мощности электрооборудования
6. Безопасность жизнедеятельности

Рекомендуемая основная литература

1 Соколов С.Ф. Методические указания и выполнению выпускной работы дипломников для с-ов специальности 05 0718 Электроэнергетика, электрические станции, электрические сети и системы. Алматы, 2008
2. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. Москва: Энергоатомиздат, 1989.
3. Правила устройства электроустановок Республики Казахстан, Алматы, 2007

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
Экономическая часть	доцент Валиева Л.Ш.	19.04 – 30.05.16	
Безопасность жизнедеятельности	профессор Джасбаев М.К.	01.03 – 01.06.16	

Г Р А Ф И К
подготовки дипломного проекта

№ п/п	Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления руководителю	Примечание
1.	Сбор материалов	25.01.16	
2.	Анализ электрических сетей	20.02.16	
	2. Анализ и задачи проекта		
3.	Целесообразность линии электро-	18.03.16	
	передачи 110кВ от ПС-7А до		
	ПС-131А		
4.	Сбор электрических нагрузок	5.04.16	
6	Графическая часть	11.05.16	

Дата выдачи задания «____»_____20___ г.

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

Руководитель _____ _____
(подпись) (Фамилия и инициалы)

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

Аннотация

В данном дипломном проекте было рассмотрено развитие сетей 110 кВ г.Алматы. Проведен анализ существующей сети и обзор основных проблем электрических систем. Рассмотрен вариант возможного замены существующих проводов на современный композит и сделаны проверочные расчеты различных режимов работы электрической сети 110 кВ.

На примере подстанции ПС-102А проведен расчет токов короткого замыкания, по которым выбрано основное оборудование на рассматриваемую подстанцию. Разработана принципиальная схема подстанции с учетом замены оборудования.

В работе рассмотрен раздел безопасности жизнедеятельности и проведены расчеты по экономическому обоснованию.

Annotation

In the presented graduation project the development of 110 kV power line was researched. The analysis of the existing network, and an overview of the basic problems of electrical systems was carried out. An option of a possible replacement of existing wires by the modern composite was considered . Furthermore the checking calculations of various modes of 110 kV electric networks was carried out. On the example of substation-102A the calculation of the short-circuit current was made, by which the main equipment of the substatation has been chosen. The development of the schematic diagram of the substation with the replaced equipment was carried out .

In this project we also consider the health and safety section and calculations for economic justification.

Андатпа

Осы дипломдық жобада Алматы қаласындағы 110 кВ электр торабының дамыту мәселелері қарастырылған. Пайдаланым отырған тораптың сарабы өткізілген және электрлік жүйелеріндегі негізгі проблемалары сарапталынған. Пайдаланып отырған сымдарды заманға сай композит сымдарға ауыстыру нұсқалары қарастырылған және 110 кВ электр тораптың түрлі жұмыс режимдерінің тексеріс есептеулері жасалған.

ПС-102А қосалқы станцияның мысалында қысқа тұйықталу тоқтарының есептеуі өткізілген. Осы тоқтар арқылы қарастырылып отырған қосалқы станцияға негізгі жабдықтары таңдалып алынған. Жабдықтарын ауыстыру негізінде осы қосалқы станцияның принципиалдық сұлбасы жасалған.

Жұмыста өміртіршіліктің қауыпсыздық бөлімі қарастырылған және экономикалық негіздеудің есептеуі өткізілген.

Содержание

Введение…….. 7
1 Краткая характеристика системы электроснабжения……. 8
1.1 Общие сведения о городе Алматы……... 8
1.2 Основные показатели системы электроснабжения…… 9
2 Высоковольтные инновационные провода……... 15
2.1 Сравнительный финансовый анализ…… 16
3 Расчет режимов электрической сети 110 кВ…… 19
3.1 Задачи расчета и расчетные режимы……... 19
3.2 Расчет параметров сети……. 19
3.3 Расчет режимов сети с помощью программы ПВК АНАРЭС-2000…….. 25
3.4 Расчет нормального режима сети 110 кВ без замены на композит…… 28
3.5 Расчет минимального режима без замены на композит……. 29
3.6 Расчет нормального режима с заменой провода на композит…... 31
3.7 Расчет минимального режима с заменой провода на композит… 33
3.7 Расчет минимального режима с заменой провода на композит… 34
3.8 Расчет послеаварийного режима при отключении линии Л-111А при максимальном режиме……... 35
3.9 Расчет послеаварийного режима при отключении линии Л-111А при минимальном режиме……..... 37
3.10 Вывод расчета потоков мощности и уровней напряжения 39
4 Расчет токов короткого замыкания и выбор коммутационных аппаратов и оборудования для подстанции ПС №102А…… 40
4.1 Электрические нагрузки…… 40
4.2 Выбор схемы трансформаторной подстанции…… 40
4.3 Расчет токов короткого замыкания…….. 41
4.4 Выбор числа и мощности трансформаторов……... 47
4.5 Выбор высоковольтных выключателей подстанции…….. 48
4.6 Выбор разъединителей…….. 52
4.7 Выбор измерительных трансформаторов…… 52
4.8 Выбор ограничителей перенапряжения……... 56
4.9 Грозозащита и заземление подстанции……..... 57
5 Безопасность жизнедеятельности…….. 63
5.1 Анализ условий труда…… 63
5.2 Обоснование прожекторного освещения подстанции……... 64
5.3 Расчет прожекторного освещения…… 67
6 Технико-экономическое обоснование модернизации электрических сетей 110 кВ……..…… 74
6.1 Анализ рынка сбыта……... 74
6.2 Организация предприятия и трудовые ресурсы……. 74
6.3 Расчет технико-экономических показателей…….. 75
6.4 Показатели финансово-экономической эффективности

инвестиций……..…... 78
Заключение…….. 81
Список использованной литературы…… 82

Введение

Основу системы передачи электрической энергии от электрических станций, её производящих, до крупных районов электропотребления или распределительных узлов электроэнергетической системы (ЭЭС) составляют развитые сети электропередач или отдельные электропередачи внутрисистемного и межсистемного значения (системообразующие сети) и питающие сети напряжением 220 кВ и выше. Внутрисистемные и межсистемные магистральные линии электропередачи, включая дальние (протяженные) ЛЭП, объединяющие на совместную (параллельную) работу электростанции и наиболее крупные подстанции (районы электропотребления), составляют системообразующую сеть. Назначение такой сети – формирование ЭЭС и одновременно выполнять функции передачи, транзита электрической энергии.

Развитие электрических сетей позволит, увеличит темп потребления электроэнергии на - 5%-6% ежегодно, это особенно будет ощущаться на юге и западе страны. Проведенный анализ потребления показывает, что в Алматинской области и г.Алматы ежегодный показатель роста дефицита энергии составляет примерно 300 МВт. В целях снижения дефицита электроэнергии необходимо проводить работы по развитию электрических сетей 110-35 кВ в густонаселенных и промышленных районах, к которым можно отнести г.Алматы.

Обеспечение надежности и устойчивости работы электрических сетей является одним из основных требований, предъявляемых к таким передающим и связующим сетям. Это означает обеспечение работоспособности во всех возможных режимах – нормальных, ремонтных, аварийных и послеаварийных.

Проектирование электрической сети, включая разработку конфигурации сети и схемы подстанции, является одной из основных задач развития энергетических систем, обеспечивающих надёжное и качественное электроснабжение потребителей. Качественное проектирование является основой надёжного и экономичного функционирования электроэнергетической системы.

В целом проектирование электрической сети сводится к разработке конечного числа рациональных вариантов развития электрической сети, обеспечивающих надёжное и качественное электроснабжение потребителей электроэнергией в нормальных и послеаварийных режимах. Выбор наиболее рационального варианта производится по экономическому критерию. При этом все варианты предварительно доводятся до одного уровня качества и надёжности электроснабжения. Экологический, социальный и другие критерии при проектировании сети учитываются в виде ограничений.

1 Краткая характеристика системы электроснабжения

1.1 Общие сведения о городе Алматы

Алматы - крупнейший мегаполис Республики Казахстан, сегодня является финансово-экономическим, научно-образовательным, промышленным и культурным центром не только страны, но и всего Центрально-Азиатского региона. Территория превышает 68 тысяч га, численность населения - 1,5 млн человек.

Климат города континентальный и характеризуется влиянием горно-долинной циркуляции, что особенно проявляется в северной части города, расположенной непосредственно в зоне перехода горных склонов к равнине.

Средняя многолетняя температура воздуха равна 10°С, самого холодного месяца (января) - 4,7°С, самого тёплого месяца (июля) 23,8°С. Заморозки в среднем начинаются 14 октября, заканчиваются 18 апреля. Устойчивые морозы держатся в среднем 67 суток - с 19 декабря по 23 февраля. Погода с температурой более 30°С наблюдается в среднем 36 суток в году. В центре Алматы, как и у любого крупного города, существует «остров тепла» - контраст средней суточной температуры между северными и южными окраинами города составляет 3,8% и 0,8 С в самую холодную и 2,2 % и 2,6 С в самую жаркую пятидневку. Поэтому заморозки в центре города начинаются в среднем на 7 дней позже и заканчиваются на 3 дня раньше, чем на северной окраине

Алматы - один из крупнейших промышленных центров Республики Казахстан. На Алматинском заводе тяжёлого машиностроения и предприятии «Монтажинжиниринг» освоен выпуск оборудования для нефтегазового, горнодобывающего и энергетического комплекса. На заводе «Алькор» (бывший «Гидромаш») налажено производство запасных частей для нефтегазового оборудования. Крупными проиводителями двигателей и запасных частей для автомобилей и сельскохозяйственных машин, оборудования для различных отраслей промышленности являются заводы «Казахстантрактор» (бывший Алматинский Завод Поршень) и «Агротех». Единственным предприятием в СНГ по выпуску опреснительных электродиализных установок является Алматинский Электромеханический Завод. В городе успешно развивается мебельная, полиграфическая, фармацевтическая и пищевая промышленность, имеются станкостроительный, вагоноремонтный, приборостроительный заводы.

В Алматы сконцентрированы головные офисы крупнейших отечественных банков и филиалы ведущих зарубежных финансовых институтов и компаний.

Город является крупным транспортным узлом, с 2011 года функционирует, первый в Казахстане, метрополитен, для которого были

разработаны специальные схемы электроснабжения и построены современные трансформаторные подстанции.

1.2 Основные показатели системы электроснабжения

В настоящее время электроснабжение Алматы осуществляется по электрическим сетям на напряжение 35-110-220 кВ от электростанций, принадлежащих АО «АЖК» и АО «АлЭС» и по ВЛ 220-500 кВ от Северной зоны ЕЭС Казахстана.

АО «АЖК» - крупная энергетическая система на юге республики по транспортировке и распределению электрической энергии для населения, промышленных и сельскохозяйственных предприятий в зоне своей деятельности - городе Алматы и Алматинской области. Эта компания включена в Республиканский раздел государственного регистра субъектов естественных монополий.

АО «АЖК» сотрудничает с Казахстанской компанией по управлению электрическими сетями (KEGOC), и является надежным партнером других энергетических компаний Казахстана и соседних стран.

В 2013 г. электроснабжение г. Алматы и области характеризовались следующими показателями (схема электроснабжения Алматы и области в зоне действия АО «АлЭС»):

- Установленная мощность электростанций - 1538.9 МВт;
- Располагаемая мощность электростанций - 1455 МВт;
- Электропотребление 5,869 млрд. кВт.ч;

Годовое электропотребление Алматинскогоэнергоузла в зоне электрических сетей АО «АЖК» в 2009-2010г.г. сохранялось на уровне 2008 года. Снижение потребления произошло из-за экономического финансового кризиса. Начиная с января 2011 года, увеличение потребления по сравнению с предыдущим 2010 годом составляет: в зимние месяцы от 5% -11% и в летние месяцы от 2%-4%. Среднегодовой прирост электропотребления 2011 года по отношению к 2010 году составил 5,56%, прирост 2012 года по отношению к 2011 году составил 3,86%. Снижение потребления в 2013 году по отношению к 2012 году составил 2,51%, по причине увеличения средней температуры наружного воздуха на 1, 2 градуса, а также энергоэффективности и газификации. Потребление 2014 года составило 8 033 млн.кВт.час и по отношению к 2013 году (7 613 млн.кВт.час) увеличилось на 5,52% или 420 млн.кВт.час., что обусловлено более холодным температурой наружного воздуха в зимний период 2014 года и высокой температурой летнего периода.

Покрытие потребности в электроэнергии осуществляется за счет выработки на электростанциях АО «АлЭС» до 65-70%, МГЭС до 5-10%, остальная покрывается за счет покупки от электростанций Севера Казахстана, Жамбылской ГРЭС и электростанций Республики Кыргызстан.

Установленная мощность региональных станций в Алматинскомэнергоузле составляет 1545,147 МВт, в том числе установленная мощность станций АО «АлЭС» составляет 1 238,9 МВт (ТЭЦ-1 -145 МВт,

ТЭЦ-2 – 510 МВт, ТЭЦ-3 -173 МВт, Капчагайская ГЭС – 364 МВт и Каскад ГЭС - 46,9 МВт), установленная мощность ТОО "Энергия Әлемі" ИссыкскаяГЭС-2 – 5,112 МВт, Иссыкская ГЭС-3 – 0,98 МВт, Мойнакской ГЭС - 300 МВт, Экспериментальной ГЭС АО «КазНИИ энергетики им. Академика Ш.Ч. Чокина» - 0,03 МВт, Мини ГЭС «Караш» - 0,125 МВт, СЭС – 2 МВт.

Электропотребление в зоне действия АО «АЖК» за 2014г. составило 8 033 млн. кВт·час и по отношению к 2013 году (7 613 млн. кВт·час) увеличилось на 5,52% или 420 млн. кВт·час. Рост электрических нагрузок г. Алматы и пригородной зоны обусловлен развитием предприятий малого и среднего бизнеса, ростом бытового потребления, строительством новых и реконструкцией действующих предприятий. Возобновилось жилищное строительство, были введены объекты Азиады, метрополитен, построены и введены в эксплуатацию крупные объекты торговли и развлечений, а также температурным фактором.

Объем покупки электроэнергии составил 2 970,7 млн.кВт.час. в 2014 году, 1 604,4 млн. кВт·час – в 2013 году, что на 1 366,3 млн.кВт.час (85,16%) больше чем в 2013 году. Увеличение объемов покупной электроэнергии от энергоисточников оптового рынка РК произошло из-за ввода в эксплуатацию в Алматинскомэнергорегионе в 2012 году МГЭС. Объем поставки МГЭС в сеть АО «АЖК» составляет 461,4 млн.кВт.час (756,2 млн.кВт.час – в 2013 году). Объемы покупки электроэнергии для покрытия дефицита в Алматинскойэнергоузлее осуществлялись по Договорам ТОО «АлматыЭнергоСбыт» с поставщиками электроэнергии оптового рынка РК (ЖГРЭС, Север РК, ОАО «НЭС Кыргызстана», Мойнакская ГЭС).

Выработка станциями АО «АлЭС» за 2014 год составила 5035,6 млн.кВт.час, что на 192,8 млн.кВт.час (3,69%) меньше чем в 2013 году (5228,4 млн.кВт.час). Уменьшение суммарных объемов выработки станциями АО «АлЭС» обусловлено уменьшением приточности по р.Или (маловодный год) и соответственно уменьшением выработки Капчагайской ГЭС на 170,2 млн.кВт.час (16,87%) по сравнению с 2013 годом и уменьшением выработки ТЭЦ-3 на 34,3 млн.кВт.час (3,16%) по сравнению с 2013 годом.

Выработка ИГЭС-2, 3 в 2014 году составила 25,799 млн.кВт.час, что на 2,2 млн.кВт.час (9,17%) больше чем в 2013 году (23,613 млн.кВт.час). Выработка АО «КазНИИ Энергетики» в 2014 году составила 263 тыс.кВт.час, что на 3 тыс.кВт.час (0,88%) больше чем в 2013 году (260 тыс.кВт.час). Выработка Мини ГЭС Караш за 2014 год составила 60 кВт.час.

При прохождении зимнего абсолютного максимума нагрузок (12 февраля 2014 года) потребление электрической мощности энергосистемы составило 1 386 МВт, что на 77 МВт больше 2013 года (1 309 МВт – 24.12.2013г). При этом дефицит мощности составил 532 МВт, который закрывался покупкой электроэнергии от Жамбылской ГРЭС - 130 МВт, от северных источников Республики Казахстан - 196 МВт, в т.ч. от ЭГРЭС-1 - 25 МВт, ЭГРЭС-2 - 171 МВт, при оказании услуги по регулирующей мощности

от стран Центральной Азии – 49 МВт и работе Капчагайской ГЭС в режиме регулирования - 142 МВт. Генерация станций АО «АлЭС», ИГЭС-2, 3 и Эксп.ГЭС составила 854 МВт. МГЭС работала в режиме регулирования от 80 до 170 МВт. В часы максимума нагрузок мощность МГЭС для АО АЖК составила 157 МВт.

Коэффициент заполнения суточного графика потребления АО «АЖК», приведенного на рисунке 1.1, в день максимума составил 0,854.

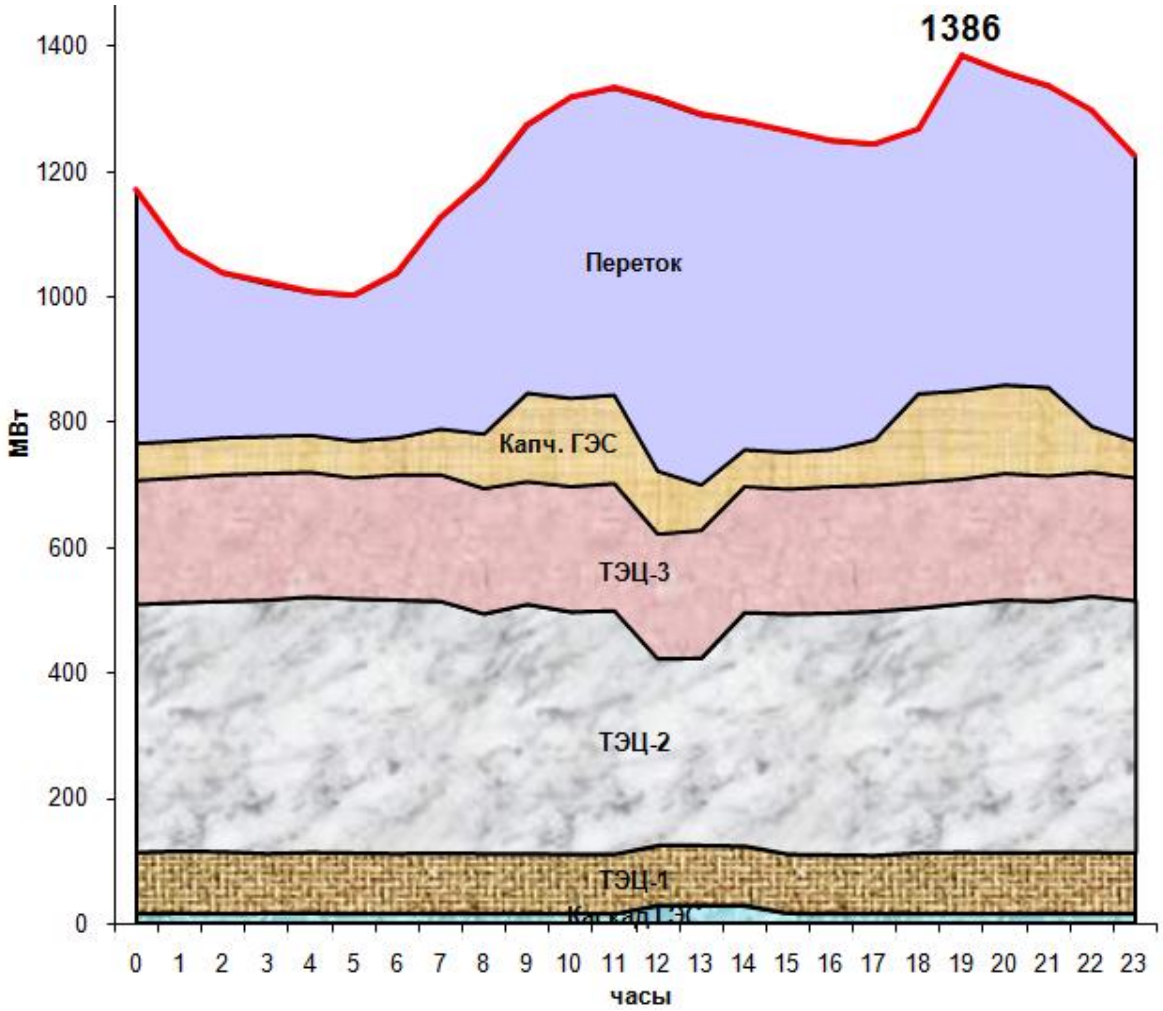


Рисунок 1.1 – График нагрузки Алматинского региона на 12.02.2014

Покрытие недостающей электроэнергии в часы максимальных нагрузок и решения проблем по избыточной мощности в часы ночного провала Алматинскогоэнергоузла осуществлялась за счет покупки услуг по регулированию мощности (постоянной составляющей) от ОАО «НЭС Кыргызстана» по договорам, заключенным АО «АЖК» (покрытия неравномерности потерь электроэнергии) с января по февраль 2014г. с ТОО "АРС-САУДА", начиная с марта 2014г. договора на оказание услуг по регулированию мощности (постоянная составляющая) заключены с ТОО "ВостокЭнергоСервис-М" и по договорам, заключенным ТОО

«АлматыЭнергоСбыт» (покрытие баланса потребления электроэнергией потребителями) с ТОО «ЭКА-Транском» и АО «Мойнакская ГЭС».

В настоящее время отмечается устойчивая тенденция роста электропотребления и электрических нагрузок. График электропотребления приведен на рисунке 1.2.

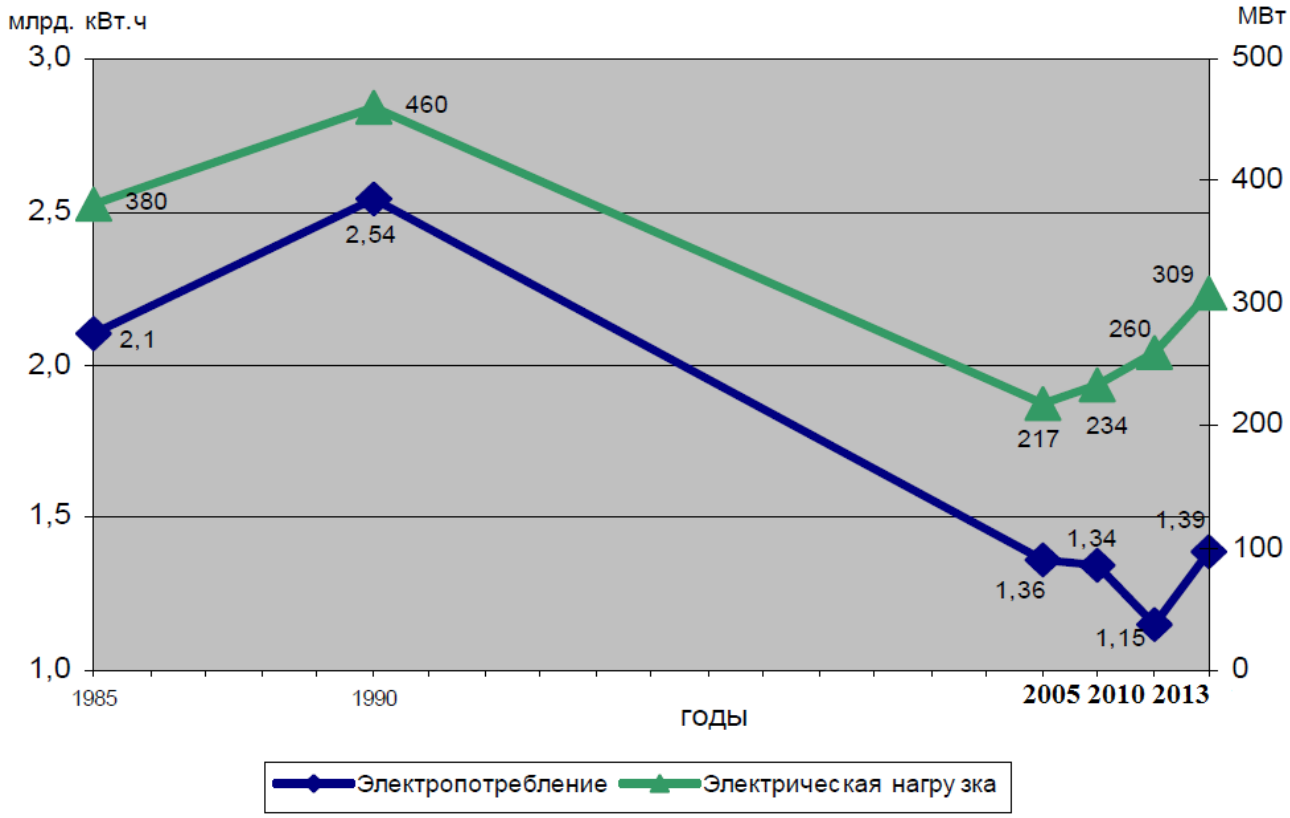


Рисунок 1.2 - Тенденция роста электропотребления г.Алматы

Развитие региона происходит за счет восстановления деятельности простаивающих предприятий, ввода новых производств, роста темпов жилищного строительства.

Реализовано и находится в стадии реализации 20 проектов индустриально-инновационной направленности в области и в г. Алматы.

В рассматриваемый перспективный период ожидается бурное развитие Алматинской области, обусловленное следующими факторами:

- развитие предприятий среднего и малого бизнеса, наращивание мощностей крупных и малых предприятий, строительство новых и реконструкция действующих предприятий;
- строительство спортивного городка Универсиады 2017;
- сооружение спортивно-оздоровительного комплекса «Меркурий»;
- создание специальной экономической зоны «Парк информационных технологий» (СЭЗ «ПИТ»);

Основными тенденциями промышленной политики в области являются устойчивое развитие промышленного комплекса. Рост производства

намечается обеспечить за счет увеличения загрузки мощностей действующих предприятий и возобновления деятельности простаивающих, вводы в эксплуатацию новых производств.

Будут создаваться новые производственные мощности с использованием передовой технологии и менеджмента, освоение выпуска импорт замещаемой продукции.

Показатели коммунально-бытовой нагрузки за отчетный 2010 год и прогноз до 2020 г., приведены в таблице 1.4, а удельное электропотребление и удельная электрическая нагрузка на рисунке 1.3.

Таблица 1.1 - Показатели коммунально-бытовой нагрузки

Показатели	2010 г.	2015г.	2020г.
Электропотребление млн. кВт.ч	1300	1690	2000
Электрическая нагрузка МВт	474	600	710
Население тыс. чел.	1449	1471,4	1493,6
Удельный расход электроэнергии кВт.ч/чел	1372	1741	2013
Удельная электрическая нагрузка кВт/ чел	0,50	0,62	0,71

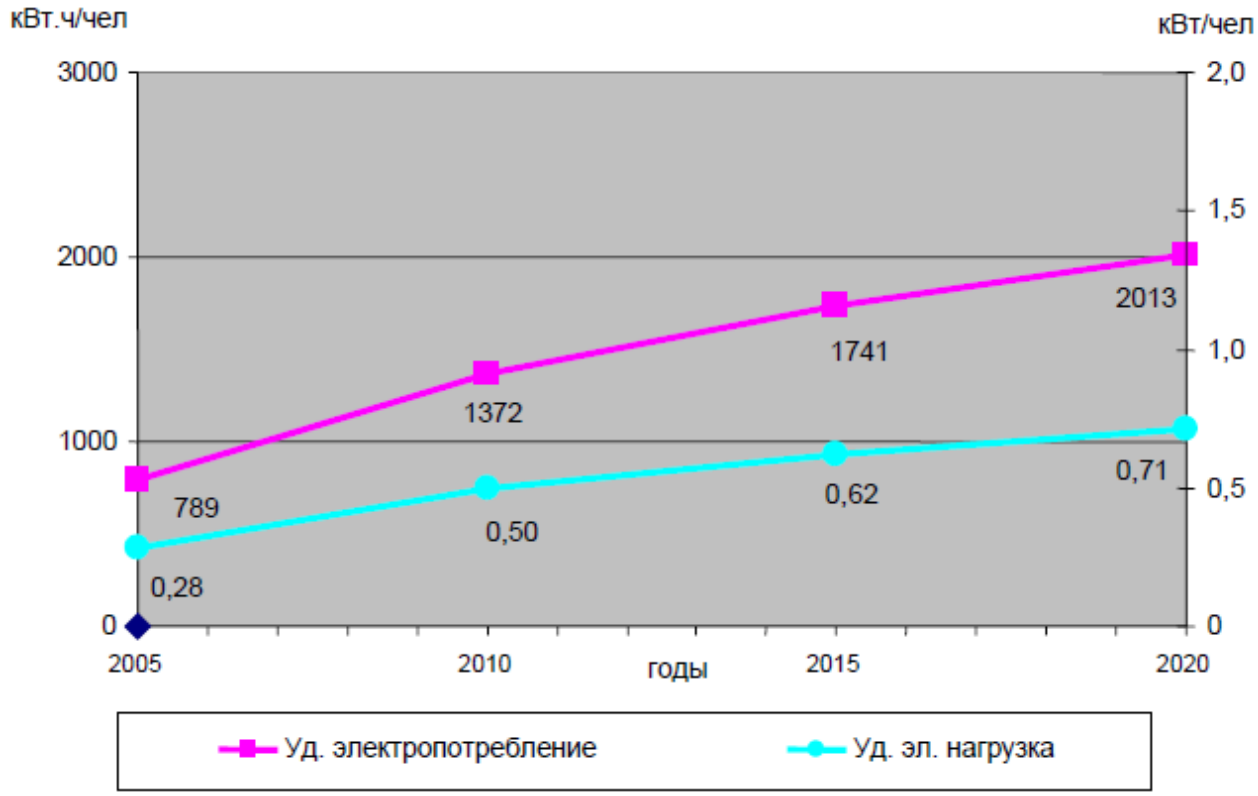


Рисунок 1.3 – Удельное электропотребление и удельная электрическая нагрузка коммунально-бытового сектора

Структура электропотребления и электрических нагрузок потребителей г. Алматы и области в целом и по районам в разрезе отраслей экономики за

2013 г. и прогноз до 2020 гг. для максимального варианта приведена на рисунке 1.4.

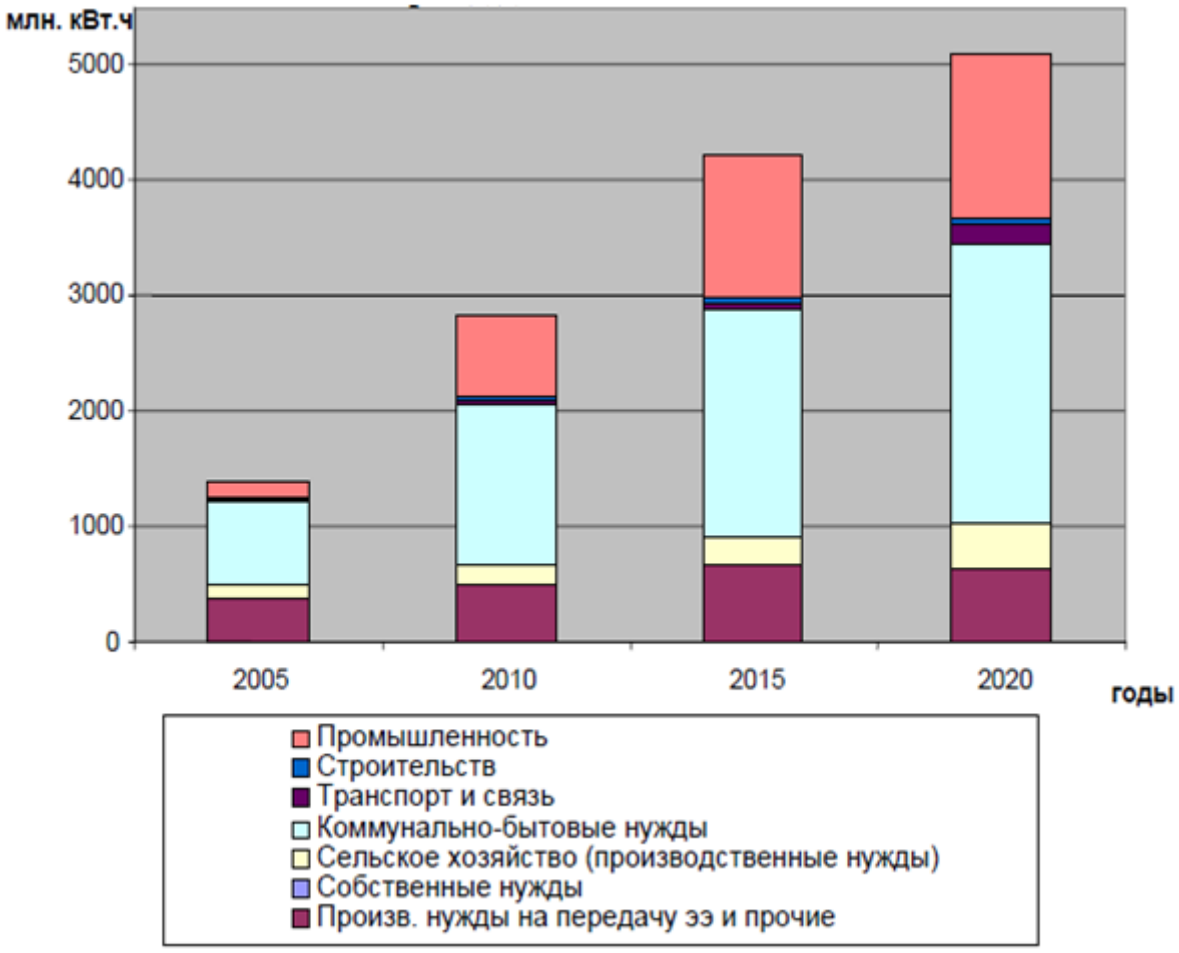


Рисунок 1.4 – Динамика структуры электропотребления Алматы и области на период до 2020 года

На расчетный период покрытие возрастающих нагрузок потребителей г. Алматы и области будет осуществляться от электрических станций АО «АлЭС» и ЕЭС Казахстана. (схема электроснабжения Алматы и области в зоне действия АО «АлЭС»).

Одним из ближайших задач АО «АЖК» является реконструкция действующих сетей 110 кВ на основе замены морально и физически изношенного оборудования.

В данной работе рассматривается перевод ВЛ-110 кВ №102А/105А/109А/120АИ на композитный провод.

2 Высоковольтные инновационные провода

В настоящее время в мире очень остро стоит вопрос о повышении пропускной способности высоковольтных линий электропередачи. Требуется постоянное расширение и обновление магистральных и распределительных электрических сетей энергоснабжающих компаний.

Одним из инновационных высоковольтных проводов является провод HVCRC, выпускаемый компанией Mercury Cable & Energy. Он предназначен для большой энергетики и обладает увеличенной проводимостью. Благодоря применению запатентованного композитного усиленного проводника, провод HVCRC может улучшить пропускную способность линии почти в два раза. Данное техническое решение лишено недостатков и обеспечивает повышение пропускной способности по сравнению проводом АС в два раза, за счет применения специальных сплавов и особой конструкции.

Но одним из ключевых решений HVCRC является применение композитного усиленного сердечника состоящего из множества волокон оксида алюминия, что кардинально повышает допустимую токовую нагрузку, обеспечивает максимально высокую электропроводимость и невероятную механическую прочность. Высокое качество HVCRC подтверждено строгими протоколами испытаний авторитетных компаний AEP, SECRI, LAPEM и KinetricsNorthAmericaInc.

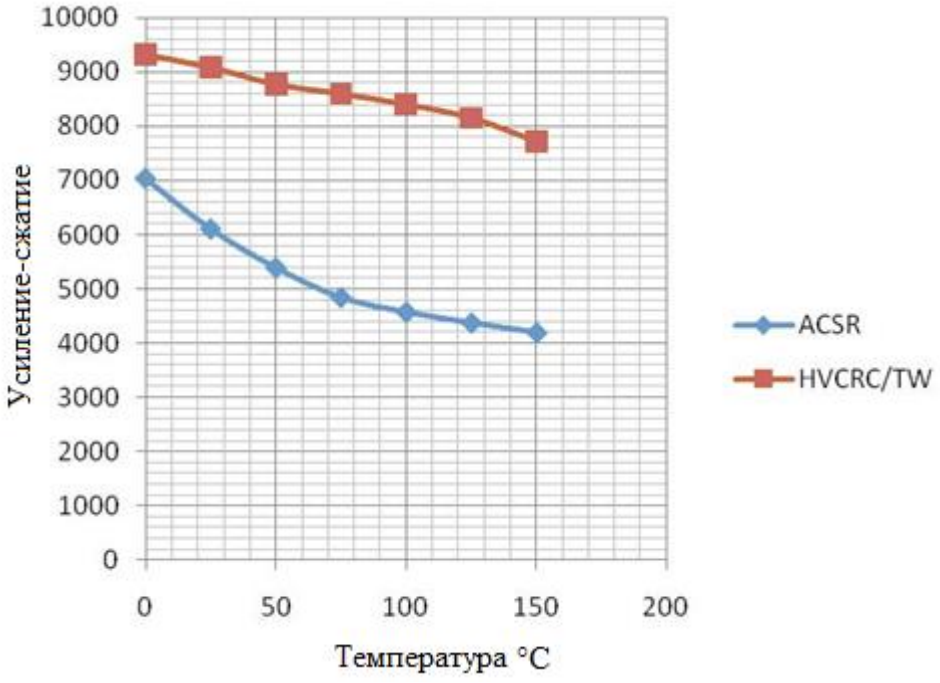


Рисунок 2.1 - Сравнительная характеристика провода сечением - 1020 kcmil HVCRC/TW и ACSR сечением - 795 kcmil, 1 kcmil≈0.5067 мм²

Основные преимущества провода:

- механическая прочность (имеет повышенную гибкость и значительно меньший вес, устойчив к температуре до + 150°С при непрерывной эксплуатации, не имеет биметаллической коррозии, намного прочнее на разрыв при гололедо-ветровом воздействии);
- прочность при изгибе (не хрупкий и прочный, сердечник позволяет использовать для транспортировки бухты меньшего диаметра, при монтаже не требуется специальных процедур)
- экономично выгодный (меньше провисает при высоких температурах – увеличивается расстояние пролетов, необходимо меньше опор).

2.1 Сравнительный финансовый анализ

Основан на теоретическом расчете для замены 1000 км провода электрической линии.

Для расчетов принимаем, что линия передач будет – 345 кВ (зарубежный стандарт) и предположим, что поставка и монтаж каждой опоры с линейной арматурой и фундаментом «под ключ» будет стоить- 150000 долларов США:

- По сравнению с проводом ACSR(аналог АС), провод MercuryHVCRC/TW обеспечивает экономию в 669 опоры (пролет вместо 350 – 450 м между опорами для провода ACSR составляет 546 м - для провода HVCRC), что на 1000 км составляет около - $100 350 000 (1831 опоры вместо 2500)
- Эта экономия достигается тем, что провод MercuryHVCRC/TW имеет большую прочность к провисанию, позволяя увеличить стрелу провеса
- Первоначальные инвестиции полностью окупаются только за счет снижения необходимого количества опор (без учета дополнительной экономии из-за снижения потерь на протяжении всего срока эксплуатации провода
- Сбережения электроэнергии будут продолжаться в течение всего срока эксплуатации (не менее 25 лет), принося большие доходы от разовых инвестиций.

Компания СЭА предлагает не имеющий аналогов инновационный композитный провод для высоковольтных линий электропередач HVCRCпроизводства американской компании MercuryCable&Energy, которая является исследовательской и занятой разработками в области высоковольтных проводов с композитным сердечником (HVCRC).

На основании более чем 10-ти летних исследований и разработок ведущих инженеров и ученых, суровых температурных и нагрузочных испытаний композитных материалов в космических технологиях, компания MercuryCable&Energy разработала и производит новое поколение запатентованных проводов HVCRC для энергосистем SmartGrid.

Типы проводов HVCRC/TW:

• Linnet 431 kcmil,
• Hawk 611 kcmil,
• Groseak 816 kcmil,
• Drake 1020 kcmil,
• Bittern 1572 kcmil.

Инновационный, рентабельный, высокотемпературный, высоковольтный композитный провод HVCRC на напряжение от 110 кВ до 1150 кВ – одно из лучших и экономически целесообразных решений существующих на сегодняшний день на энергетическом рынке.

«Эволюция» провода с композитным сердечником:

1-е поколение –CRAC

2-е поколение –ACCR (напр., производства «3M»)

3-е поколение –ACCC(напр., производства «Lamifil»)

4-е поколение –HVCRC

За счет применения запатентованных специальных сплавов и особой конструкции провода HVCRC, а также -использования композитного усиленного сердечника состоящего из множества волокон оксида алюминия, кардинально повышается допустимая токовая нагрузка, обеспечивается максимально высокая электропроводимостьи невероятная механическая прочность.

Использование провода HVCRC может улучшить пропускную способность линии в два раза по сравнению с проводом АС (ACSR).

Следует отметить, что реализация полномасштабных инновационных проектов, таких как SmartGrid, не возможна без проводов нового поколения HVCRC, которые являются решением«4-го поколения», основанным на инновационных технологиях и материалах.

На рисунке 2.2 приведен инновационный провод 4го поколения HVCRC/TW, который уже используется в Казахстане.

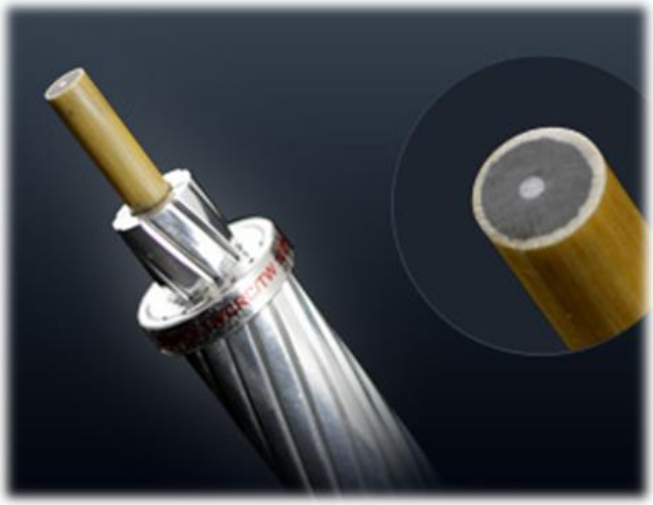


Рисунок 2.2 – Общий вид провода HVCRC/TW

Указанный провод уже нашел применение впроекта строительства ЛЭП 110 кВ в г. Алматы. Так в связи с переносом ЛЭП при строительстве транспортной развязки на пересечении проспект Рыскулова-улица-Саина возникла необходимость увеличить длины пролетов воздушных переходов ЛЭП, что стало возможным только благодаря применению композитного провода типаHVCRC/TW производства MercuryCable&Energy.

Запатентованый этой компанией провод HVCRC Smart Conductor превосходит существующие проводники по ряду ключевых показателей:

- Двойное превышение токовой нагрузки по сравнению с традиционными алюминиевыми проводами со стальным сердечником;
- Существенное снижение температуры нагрева проводов;
- Меньшее количество опор при строительстве новых ЛЭП;
- Увеличение пропускной способности существующих линий при модернизации;
- Устранение гальванической коррозии;
- Существенное снижение потерь в линиях по сравнению с другими типами проводов сопоставимого диаметра при одинаковых температурных условиях эксплуатации.

На основании более чем 10-ти летних исследований и разработок ведущих инженеров и ученых, суровых температурных и нагрузочных испытаний композитных материалов в космических технологиях, компания MercuryCable&Energy разработала и производит новое поколение запатентованных проводов HVCRC для энергосистем SmartGrid.

Инновационный,рентабельный,высокотемпературный,высоковольтныйк омпозитныйпровод HVCRC на напряжение от 110 кВ до 1150 кВ – одно из лучших и экономически целесообразных решений существующих на сегодняшний день.

3 Расчет режимов электрической сети 110 кВ

3.1 Задачи расчета и расчетные режимы

Расчеты режимов электрических сетей выполняются для определения:

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

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

в) пропускной способности по условиям устойчивости;

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

При выполнении дипломного проекта электрической сети необходимо оценивать условия, в которых будут работать потребители и оборудование сети. Такие оценки дают возможность предусмотреть меры обеспечения требуемого качества электроэнергии, а так же установить допустимость предполагаемого режима сети для ее оборудования. Определние параметров режима составляет задачу расчета режима электрической сети.

Для проведения статического уточненного расчета составляется полная схема замещения отдельных элементов сети, в соответствии с последовательностью соединения этих элементов в рассматриваемой сети. Эту схему сети называют расчетной.

3.2 Расчет параметров сети

В расчетную схему электрической сети входят линии электропередачи П-образными схемами замещения, которые представлены на рисунке 2.1. В параллельных ветвях этих линий учитывается только емкостная проводимость.

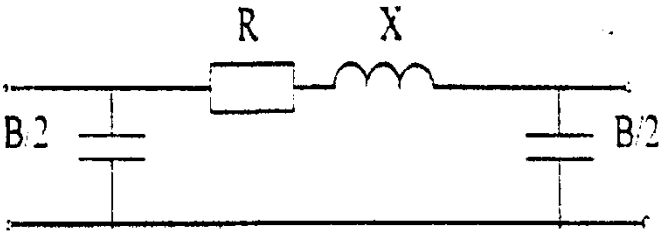


Рисунок 3.1- Схемы замещения линии электропередачи

Активное сопротивление (Ом) определяется как:

$$R = r_0 \cdot L, \tag{3.1}$$

где L – длина линии, км,

r_0 – удельное активное сопротивление, Ом/км.

Реактивное сопротивление (Ом) определяется как:

$$X = x_0 \cdot L, \tag{3.2}$$

где x_0– удельное реактивное сопротивление, Ом/км.

Реактивная проводимость (См) определяется как:

$$B = b_0 \cdot L, \tag{3.3}$$

где b_0 – удельная реактивная проводимость, См.

Все удельные величины r_0, x_0, b_0, определяются по справочникам в зависимости от марки провода.

Вычисление параметров схемы замещения трансформаторов и автотрансформаторов предполагает знание их параметров.

Параметры схем замещения двухобмоточных трансформаторов с номинальной мощностью $S_{НОМ}$вычисляется по формулам:

$$R_T = \frac{\Delta P \cdot U_{ном^{2 \cdot 10^3}}}{S_{ном^2}}, \tag{3.4}$$

$$X_T = \frac{U_K \% U_{ном^2}}{100 \cdot S_{ном}}, \tag{3.5}$$

Трансформаторы и автотрансформаторы замещаются Г-образными схемами, приведенными на рисунке 3.2.

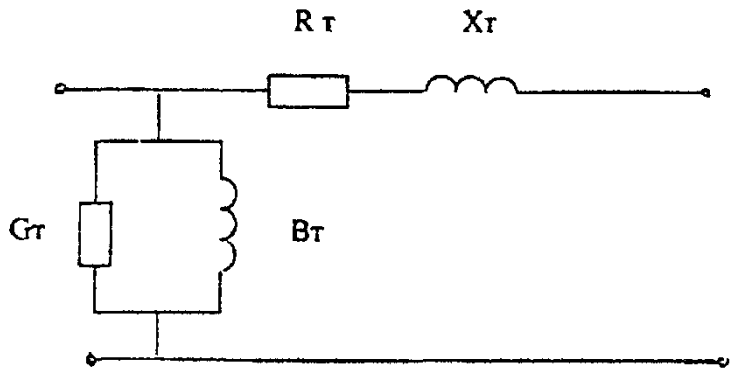


Рисунок 3.2 – Схема замещения трансформаторов
и автотрансформаторов

Активная проводимость G_T трансформаторов по формулам:

$$G_T = \frac{\Delta P_{xx} \cdot 10}{U^2_{ном}} \tag{3.6}$$

где ΔP_{xx} - потери холостого хода в стали;

Реактивная проводимость трансформаторов определяется по формуле:

$$B_T = \frac{I_{xx} \cdot S_{ном} \cdot 10}{U^2_{ном}}, \tag{3.7}$$

Трехобмоточные трансформаторы и автотрансформаторы представляются трехлучевой схемой замещения, которая приведена на рисунке 3.3:

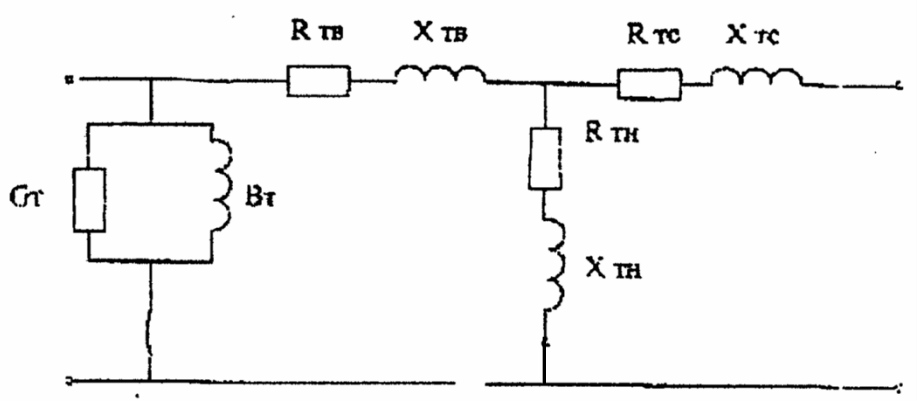


Рисунок 3.3- Трехлучевая схема замещения

Перед определением активных сопротивлений схемы замещения трехобмоточных трансформаторов производится расчет потерь короткого замыкания каждой ветви трансформатора:

$$\left.\begin{aligned} \Delta P_{КЗВ} &= \frac{\Delta P_{КЗ_{В-С}} + \Delta P_{КЗ_{С-Н}} - \Delta P_{КЗ_{С-Н}}}{2} \\ \Delta P_{КЗС} &= \frac{\Delta P_{КЗ_{В-С}} + \Delta P_{КЗ_{С-Н}} - \Delta P_{КЗ_{В-Н}}}{2} \\ \Delta P_{КЗН} &= \frac{\Delta P_{КЗ_{В-Н}} + \Delta P_{КЗ_{С-Н}} - \Delta P_{КЗ_{В-С}}}{2} \end{aligned}\right\}, \tag{3.7}$$

После определения $\Delta P_{кз}$обмоток рассчитываются:

$$R_{T_В} = \frac{\Delta P_{КЗ_В} \cdot U^2_{ном} \cdot 10}{S^2_{ном}}, \tag{3.9}$$

$$R_{T_C} = \frac{\Delta P_{КЗ_В} \cdot U^2_{ном} \cdot 10}{S^2_{ном}}, \quad (3.10)$$

$$R_{T_Н} = \frac{\Delta P_{КЗ_Н} \cdot U^2_{ном} \cdot 10}{S^2_{ном}}, \quad (3.11)$$

Реактивные сопротивления обмоток трансформаторов определяются с помощью индуктивных сопротивлений последовательно соединенных ветвей:

$$X_{В–С} = \frac{U_{КВ–С}(\%) \cdot U^2_{ном}}{100 \cdot S_{ном}}, \quad (3.12)$$

$$X_{В–Н} = \frac{U_{КВ–С}(\%) \cdot U^2_{ном}}{100 \cdot S_{ном}}, \quad (3.13)$$

$$X_{С–Н} = \frac{U_{КВ–С}(\%) \cdot U^2_{ном}}{100 \cdot S_{ном}}, \quad (3.14)$$

по формулам:

$$X_В = \frac{X_{В–С} + X_{В–Н} + X_{С–Н}}{2}, \quad (3.15)$$

$$X_С = \frac{X_{В–С} + X_{С–Н} + X_{В–Н}}{2}, \quad (3.16)$$

$$X_Н = \frac{X_{В–Н} + X_{С–Н} + X_{В–С}}{2}, \quad (3.17)$$

Активные и реактивные проводимости G_T и B_T определяются по вышеприведенным формулам (3.6), (3.7).

Для вычисления параметров автотрансформаторов необходимо знать соотношение мощностей обмоток низкого и высокого напряжения:

$$\alpha = \frac{S_{ОБМНН}}{S_{ном}}. \quad (3.18)$$

Тогда расчет потерь к.з. каждой ветви схемы замещения автотрансформатора, приведенных к его номинальной мощности производится:

$$\Delta P_{КЗВ} = \frac{\Delta P_{КЗ–С} + (\Delta P_{КЗВ–Н} - \Delta P_{КЗС–Н} / \alpha)}{2}, \quad (3.19)$$

$$\Delta P_{КЗН} = \frac{\Delta P_{КЗВ–Н} + (\Delta P_{КЗВ–С} - \Delta P_{КЗС–Н})}{2}. \quad (3.19)$$

После определения $\Delta P_{кз}$ каждой обмотки, вычисляются активные сопротивления схемы замещения:

$$R_В = \frac{\Delta P_{КЗВ} \cdot U_{ном^2} \cdot 10}{S_{ном^2}}, \quad (3.20)$$

$$R_С = \frac{\Delta P_{КЗС} \cdot U_{ном^2} \cdot 10}{S_{ном^2}}, \quad (3.21)$$

$$R_н = \frac{\Delta P_{КЗн} \cdot U_{ном^2} \cdot 10}{S_{ном^2}}, \quad (3.22)$$

Трансформаторы типа ТРДН относятся к двухобмоточным трансформаторам с расщепленными обмотками низкого напряжения. Сопротивление обмотки ВН равно нулю. Тогда сопротивления каждой ветви схемы замещения трансформатора:

$$R_{Т1} = R_{Т2} = 2 \cdot R_Т, \quad (3.23)$$

$$X_{Т1} = X_{Т2} = 2 \cdot X_Т, \quad (3.24)$$

$$R_Т = \frac{\Delta P_{КЗ} \cdot U_{ном^2} \cdot 10^3}{S_{ном^2}}, \quad (3.25)$$

Все приведенные величины сопротивлений отнесены к номинальной мощности трансформатора, равной суммарной мощности ветвей расщепленной обмотки. Как правило, в паспортах трансформаторов, напряжения короткого замыкания между выводами ВН-НН1 и ВН-НН2 указываются в отношении к собственной мощности ветви расщепленной обмотки.

Участок сети 1-3:

$$Z_{1–3}(0{,}16 + 0{,}41j) \cdot 9 = 0{,}72 + j1{,}84 \text{ Ом}.$$

Ввиду того, что расчет ведется однотипно, сведем результаты расчета в таблицу 3.1 (для проводов марки АС-185) и таблицу 3.2 (для композитных проводов марки:HVCRCLINNET-431).

Таблица 3.1 – Параметры схемы замещения участков сетис проводом марки АС-185

Участок сети	Напряжение, $U_{ном}$, кВ	Марка провода	Длина линии, L, км	Удельные параметры, r_o+jx_o, Ом/км	Уд. проводимость, $b_o \cdot 10^{-6}$, См/км	Парамет-ры R-jX, Ом	Проводимость $B \cdot 10^{-6}$, См
Л-110А, 111А ПС 7А - ПС 59А	110	АС-185	0,67	0,156+j0,409	2,82	0,1+ j0,3	-1,9
Л-110А,111А ПС 59А - ПС 102А	110	АС-185	3,04	0,156+j0,409	2,82	0,5+j1,2	-8,6
Л-110А,111А ПС 102А -ПС 6А	110	АС-185	1,36	0,156+j0,409	2,82	0,2+j0,6	-3,8
Л-110А,111А ПС 6А - ПС 43А	110	АС-185	1,35	0,156+j0,409	2,82	0,2+j0,6	-3,8
Л-110А,111А ПС 43А - ОП 44	110	АС-185	2,99	0,156+j0,409	2,82	0,5+j1,2	-8,4
Л-110А,111А ОП 44 - ПС 131А	110	ПвПу2гж3(1х630/24)	4,6	0,036+j0,39	0,197	0,2+j1,8	-0,9

Таблица 3.1 – Параметры схемы замещения участков сетис композитным проводом марки HVCRCLINNET-431

Участок сети	Напряжение, $U_{ном}$, кВ	Марка провода	Длина линии, L, км	Удельные параметры, r_o+jx_o, Ом/км	Уд. провод-сть, $b_o \cdot 10^{-6}$, См/км	Параметры R-jX, Ом	Проводимость $B \cdot 10^{-6}$, См
Л-110А, 111А ПС 7А - ПС 59А	110	HVCRC LINNET-431	0,67	0,13+j0,28	0,17	0,1+j0,2	-0,1
Л-110А,111А ПС 59А - ПС 102А	110	HVCRC LINNET-431	3,04	0,13+j0,28	0,17	0,4+j0,9	-0,5
Л-110А,111А ПС 102А -ПС 6А	110	HVCRC LINNET-431	1,36	0,13+j0,28	0,17	0,2+j0,4	-0,2
Л-110А,111А ПС 6А - ПС 43А	110	HVCRC LINNET-431	1,35	0,13+j0,28	0,17	0,2+j0,4	-0,2
Л-110А,111А ПС 43А - ОП 44	110	HVCRC LINNET-431	2,99	0,13+j0,28	0,17	0,4+j0,8	-0,5
Л-110А,111А ОП 44 - ПС 131А	110	ПвПу2гж3(1х630)	4,6	0,036+j0,39	0,197	0,2+j1,8	-0,9

В работе произведен электрический расчет для нормального и послеаварийного режима.

Для расчета сети приняты мощности нагрузок, а напряжение на шинах источника питания для режима максимальных нагрузок принять равным 1,05 номинального напряжения сети.

3.3 Расчет режимов сети с помощью программы ПВК АНАРЭС-2000

Расчет режимов проектируемой сети осуществляется с помощью программы ПВК АНАРЭС-2000.

КомплекспрограммПВКАНАРЭСС предназначен для расчета и анализа установившихся режимов электрических систем.ПВКАНАРЭС позволяет производить расчет, эквивалентирование и утяжеление режима, обеспечивает возможности экранного ввода и коррекции исходных данных, быстрого отключения узлов и ветвей схемы, имеет возможности районирования сети, также предусмотрено графическое представление схемы или отдельных ее фрагментов вместе с практически любыми расчетными и исходными параметрами.

Необходимость решения задачи оценивания состояния обусловлена тем, что эффективность задач, решаемых при оперативном управлении электроэнергетическими системами (ЭЭС), во многом определяется надёжностью и качеством информации о параметрах режима ЭЭС. Эта информация поступает в пункты управления ЭЭС в виде телеизмерений (ТИ) параметров режима. Обеспеченность ЭЭС телеинформацией, как правило, недостаточна для контроля за состоянием всей системы в целом, кроме того, ТИ содержат случайные погрешности. Наряду с техническими мероприятиями, направленными на увеличение объёма и повышение качества измерительной информации, важная роль при решении этих проблем отводится математическим методам обработки данных – методам оценивания состояния (ОС), позволяющим рассчитать параметры режима по данным ТИ, т.е. отфильтровать в них случайные ошибки и дорассчитать неизмеренные параметры режима.

Назначение задачи ОС – расчет всех параметров сбалансированного режима (модулей и фаз узловых напряжений, перетоков активных и реактивных мощностей) по данным телеизмерений (ТИ) ряда параметров режима и телесигналов (ТС) о положении коммутационной аппаратуры.

ОС может использоваться:

- для автоматизированной обработки контрольных замеров;
- для расчета текущего режима ЭЭС, на основе которого затем выполняются функции оперативного контроля и анализа режимов, оперативного анализа надежности, оперативной коррекции режима и другие функции оперативного управления;
- для накопления статистики о качестве и надежности поступающих ТИ, что позволяет выявлять неисправные элементы в системе сбора данных.

Основные функциональные модули задачи оценивания состояния

Формирование узловой модели сети

Ввод данных

Анализ наблюдаемости

Достоверизация телеизмерений

Получение оценок и дорасчёт неизмеренных параметров

Коррекция оценок и учет ограничений.

Версия 1 ПВК АНАРЭС-2000 предназначена для оперативных расчетов, анализа и планирования режимов электроэнергетических систем (ЭЭС).

Решаемые в этой версии задачи и ее комплектация:

- расчет установившихся режимов ЭЭС сложной конфигурации;
- оптимизация потерь активной мощности;
- утяжеление режимов ЭЭС;
- расчет токов коротких замыканий (ТКЗ);
- расчет электромеханических переходных процессов
- моделирование коммутаций линий в расчетной схеме;
- оперативная корректировка расчетной информации;
- отображение результатов расчетов в таблицах;
- отображение результатов расчетов на схеме электрической сети;
- анализ результатов расчета;
- печать изображений расчетных схем (в том числе с нанесением расчетных параметров);
- печать результатов расчета и исходной информации в виде таблиц;
- система ввода и корректировки исходных данных;
- редактор подготовки изображений схем.

Комплекс выполнен на единой для всех решаемых задач информационной и сервисной основе.

Все программы, включенные в ПВК АНАРЭС-2000, разработаны специально для работы под операционной системой Windows 95/98/ME/NT/2000/XP и имеют стандартный пользовательский интерфейс.

Анализ выполнен в сравнении результатов расчета с критериальными значениями. Для многих параметров, получаемых в результате расчетов режимов можно заранее указать некоторые технические пределы. В качестве такого параметра принимается напряжение в узлах сети.

В данной дипломной работе были рассмотрены анализ и расчет режимов сетей 110 кВ. Узловые напряжения соответствуют допустимым пределам ±5 % в нормальном режиме и ±10 % в послеаварийном режиме, а потери мощности минимальные.

3.4 Расчет нормального режима сети 110 кВ без замены на композит

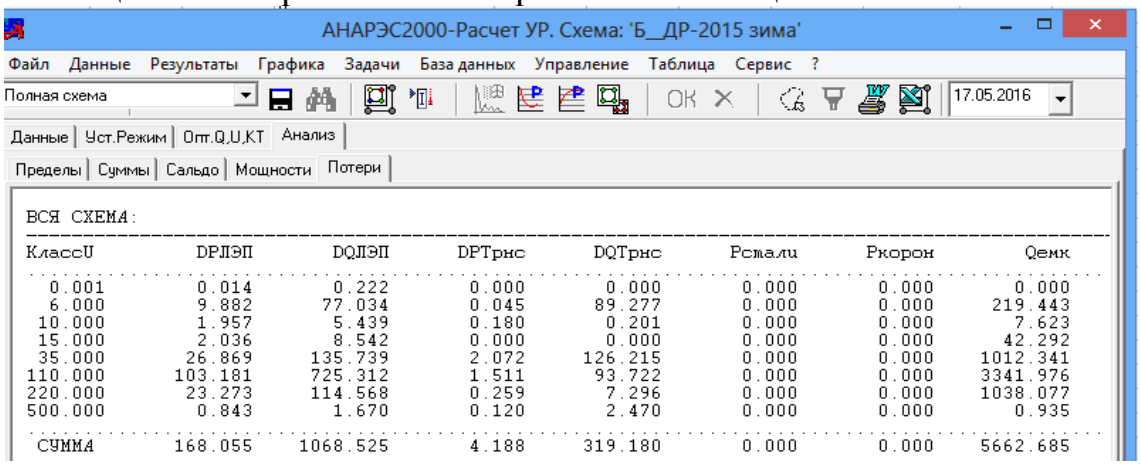
Таблица 3.3 Узлы

Номер	U	Имя	PH	QH	PГен	QГен	UMod	QMax	QMin	Состояние	Задача	ВШ	Нач.напр.	РГМах	РГМin
10075	117,4	ПС7А 110	27,4	18						Включен			120,4		
10431	119,6	ПС43А Т1	11,21	4,37						Включен			119,6		
10432	119,6	ПС43А Т2	9,1	3,55						Включен			119,6		
10591	118	ПС59А Т1	5,29	2,1						Включен			120,2		
10592	118	ПС59А Т2	7,9	3,1						Включен			120,2		
11021	119,9	ПС102А 1	2,48	0,97						Включен			119,9		
11022	119,9	ПС102А 2	8,02	3,13						Включен			119,9		
11100	118	отп 6А								Включен			111		
11110	118	отп 6А								Включен			111		
11311	227,2	ПС 131А								Включен			227,2		
11312	224,7	ПС 131А2								Включен			224,7		
11313	116	ПС 131А	27	5						Включен			116		

Таблица 3.4 Ветви

Начало	Конец	||	Имя	Дл.Имя	R	X	B	G	K'	Состояни	Задача	NотпК'	Рхх	Qхх	КРП ветви	Длина	Марка	Обмотка
10075	10591		Л-111А	ПС 7А-ПС 59А	0,1	0,3	-1,9			Включена								
10075	10592		Л-110А	ПС 7А-ПС 59А	0,1	0,3	-2			Включена								
10431	11313		Л-111А	ПС 43А-ПС 131А	0,7	3	-9,3			Включена								
10432	11100		Л-110А	ОТП-ПС 43А	0,2	0,6	-3,9			Включена								
10591	11021		Л-111А	ПС 59А-ПС 102А	0,5	1,2	-8,6			Включена								
11021	11110		Л-111А	ОТП-ПС 102А	0,2	0,6	-3,8			Включена								
11022	10592		Л-110А	ПС 102А-ПС 59А	0,5	1,2	-8,6			Включена								
11100	11022		Л-110А	ОТП-ПС 102А	0,2	0,6	3,8			Включена								
11110	10062		Л-110А	ОТП-ПС 6А	0,1	0,3	-2,1			Включена								
11110	10431		Л-111А	ОТП-ПС 43А	0,2	0,6	-3,9			Включена								
11311	11313			ПС 131А	0	46,5			0,5261	Включена	4							
11312	11313			ПС 131А	0	46,5			0,5261	Включена	4							
11313	10432		Л-110А	ПС 131А-ПС 43А	0,7	3	-9,3			Включена								
10431	10432		СВМ		0,1	0,1				Отключена								
10591	10592		СВМ		0,1	0,1				Отключена								
11100	11110		СВМ		0,1	0,1				Отключена								
11022	11021		СВМ		0,1	0,1				Отключена								

Таблица 3.5 Потери активной и реактивной мощности



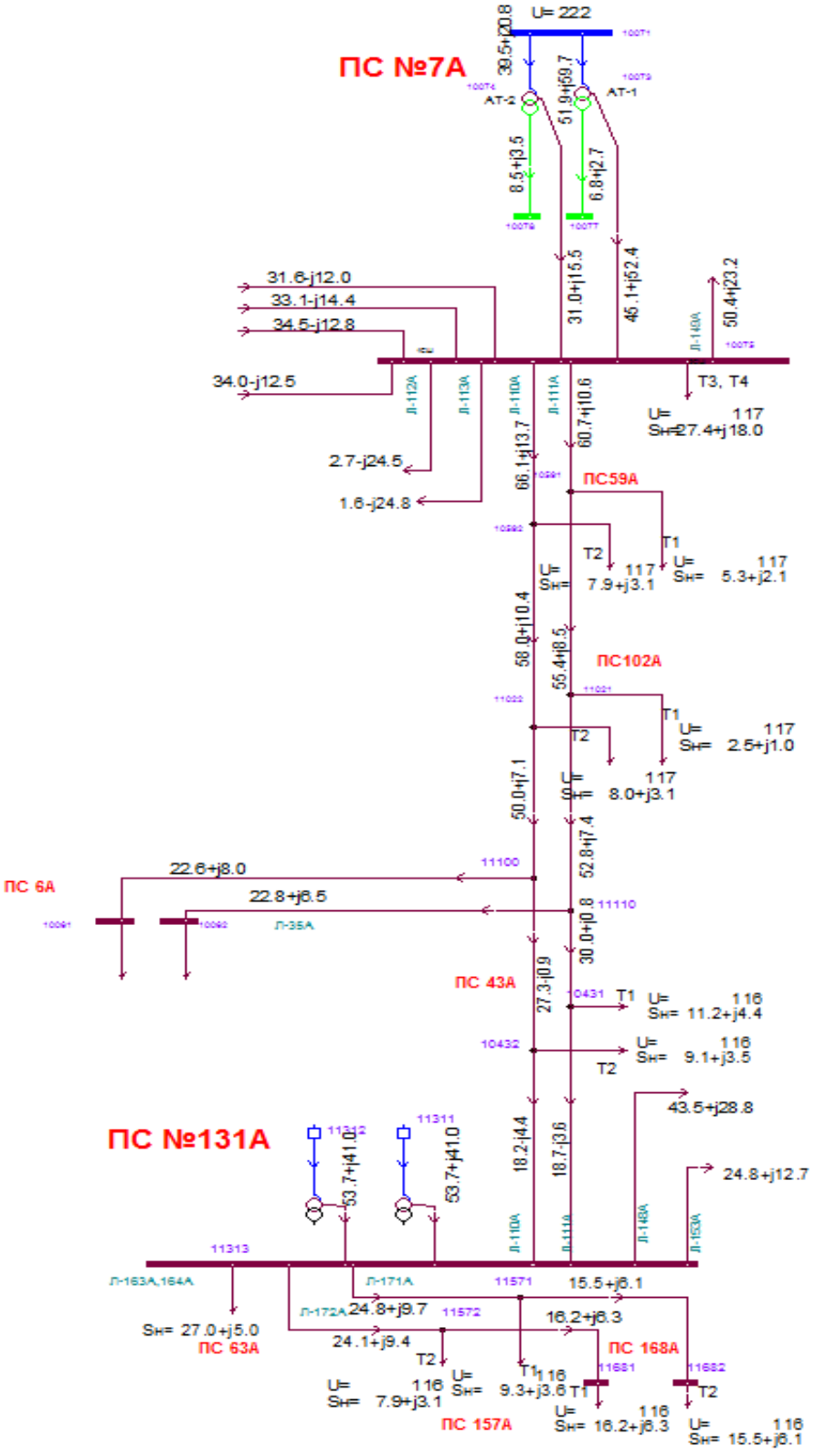


Рисунок 3.5 – Перетоки мощности электрической сети 110 кВ ПС 7А – ПС 131 А при максимальном режиме

3.5 Расчет минимального режима без замены на композит

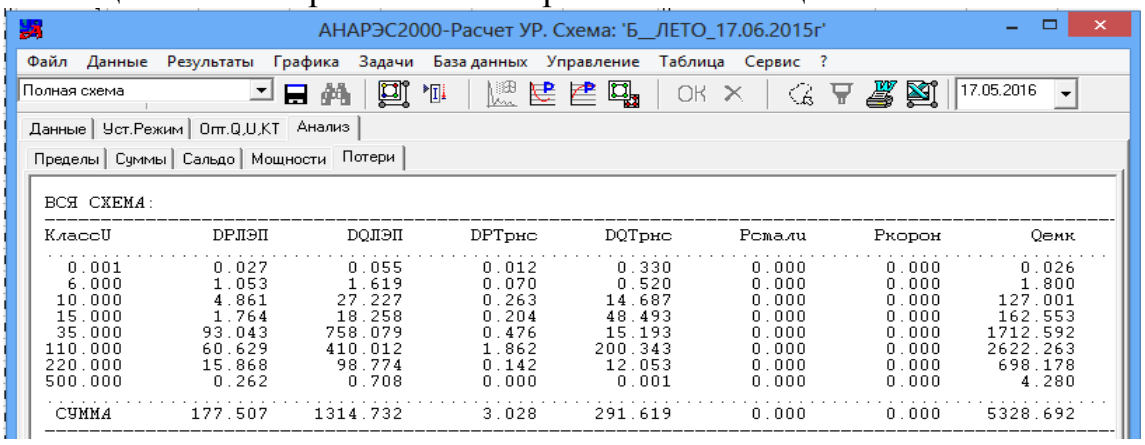
Таблица 3.6 Узлы

Номер	Имя	U	PH	QH	PГен	QГен	UMod	QMax	QMin	Состояни	Задача	ВШ	Нач.напр.	PГMax	PГMin
10075	ПС7А 110	117,4	10,7	7,5						Включен			120,4		
10431	ПС43А Т1	119,6	7,86	5,5						Включен			119,6		
10432	ПС43А Т2	119,6	7,64	6,5						Включен			119,6		
10591	ПС59А Т1	118	5,17	4						Включен			120,2		
10592	ПС59А Т2	118	6,8	4						Включен			120,2		
11021	ПС102А 1	115	3,09	2,5						Включен			119,9		
11022	ПС102А 2	115	4,17	2,5						Включен			119,9		
11100	отп 6А	115								Включен			111		
11110	отп 6А	115								Включен			111		
11311	ПС 131А	227,2								Включен			227,2		
11312	ПС 131А2	224,7								Включен			224,7		
11313	ПС 131А	112	62	55						Включен			116		

Таблица 3.7 Ветви

Начало	Конец	||	Имя	Дл.Имя	R	X	B	G	K'	NotпK'	Pxx	Qxx	КРП ветви	Состояни	Задача	Длина	Марка	Обмотка
10075	10591		Л-111А	ПС 7А-ПС	0,1	1	-2							Включена				
10075	10592		Л-110А	ПС 7А-ПС	0,1	1	-2							Включена				
10431	10432		СВМ		0,1	0,1								Отключена				
10431	11313		Л-111А	ПС 43А-ПС	0,6	1,4	-10							Включена				
10432	11100		Л-110А	ОТП-ПС 43	0,21	0,57	-3,9							Включена				
10591	11021		Л-111А	ПС 59А-ПС	0,5	1,1	-8							Включена				
11021	11022		СВМ		0,1	0,1								Отключена				
11021	11110		Л-111А	ОТП-ПС 10	0,21	0,57	-3,9							Включена				
11022	10592		Л-110А	ПС 102А-П	0,5	1,1	-8							Включена				
11100	10061		Л-110А	ОТП-ПС 6А	0,1	0,3	-2							Включена				
11100	11022		Л-110А	ОТП-ПС 10	0,21	0,57	-3,9							Включена				
11110	11100		СВМ		0,1	0,1								Отключена				
11110	10062		Л-110А	ОТП-ПС 6А	0,1	0,3	-2,1							Включена				
11110	10431		Л-111А	ОТП-ПС 43	0,21	0,57	-3,9							Включена				
11311	11313			ПС 131А	0	46,5			0,5261					Включена	4			
11312	11313			ПС 131А	0	46,5			0,5261					Включена	4			
11313	10432		Л-110А	ПС 131А-П	0,6	1,4	-10							Включена				

Таблица 3.8 – Потери активной и реактивной мощности



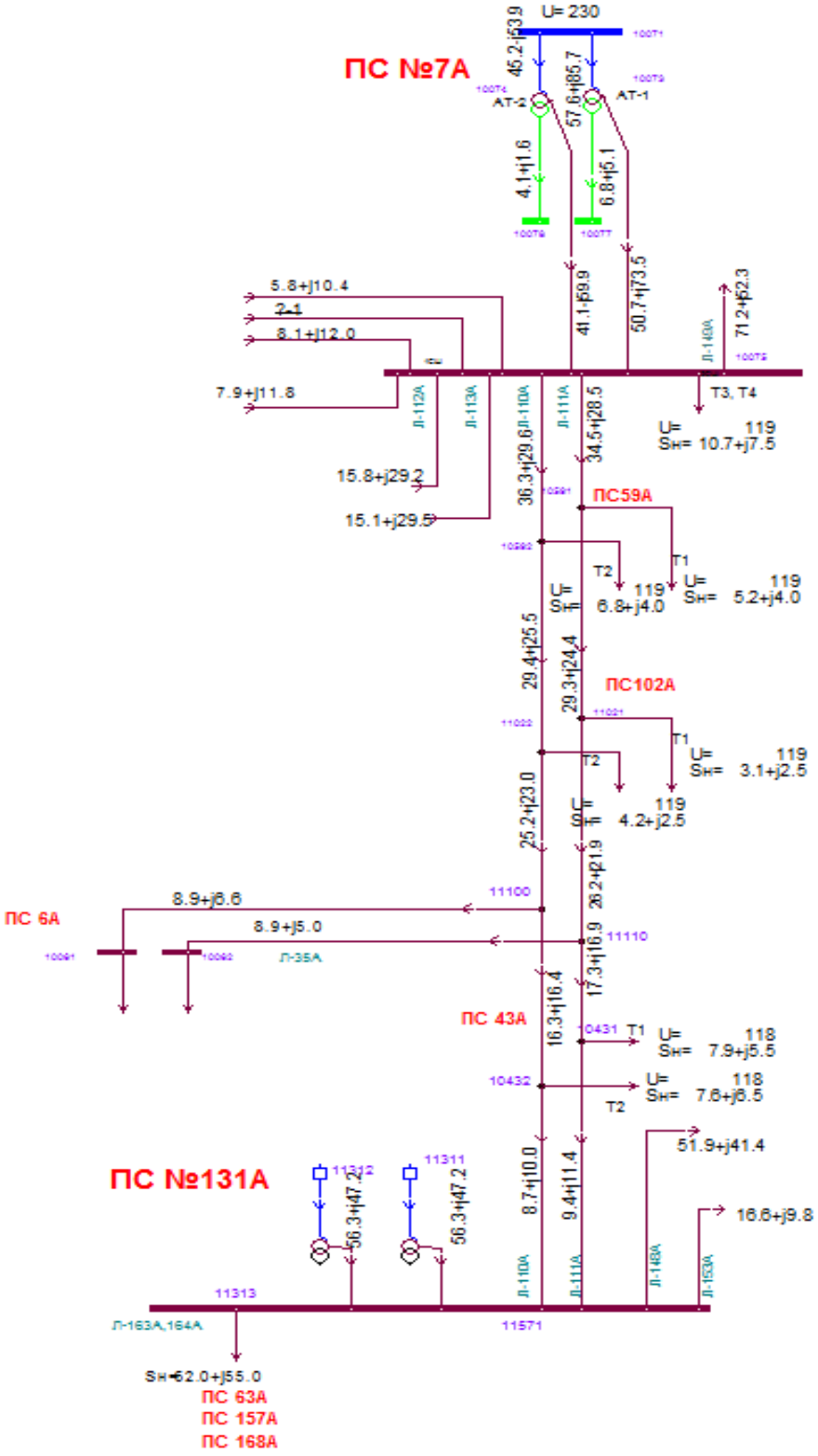


Рисунок 3.6 - Перетоки мощности электрической сети 110 кВ ПС 7А – ПС 131 А при минимальном режиме

3.6 Расчет нормального режима с заменой провода на композит

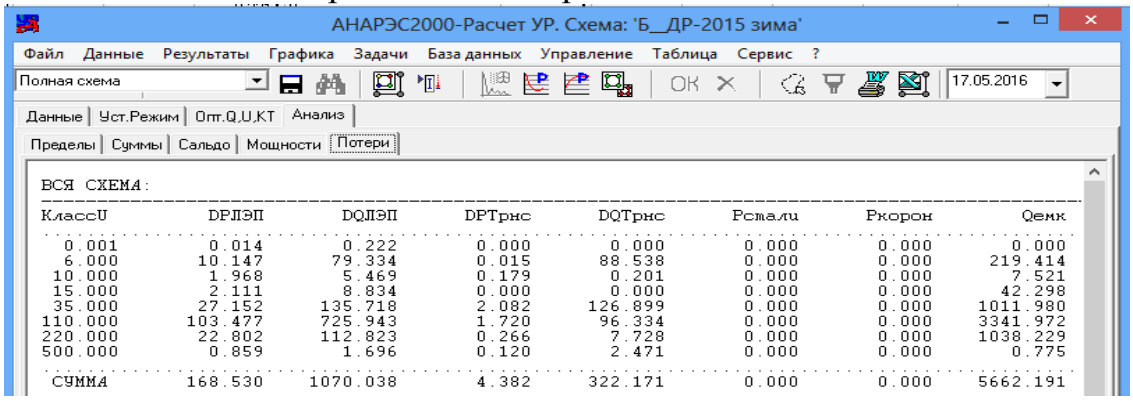
Таблица 3.9 – Узлы

Номер	U	Имя	PH	QH	PГен	QГен	UMod	QMax	QMin	Состояние	Задача	ВШ	Нач.напр.	PГMax	PГMin
10075	117,4	ПС7А 110	27,4	18						Включен			120,4		
10431	119,6	ПС43А Т1	11,21	4,37						Включен			119,6		
10432	119,6	ПС43А Т2	9,1	3,55						Включен			119,6		
10591	118	ПС59А Т1	5,29	2,1						Включен			120,2		
10592	118	ПС59А Т2	7,9	3,1						Включен			120,2		
11021	119,9	ПС102А 1	2,48	0,97						Включен			119,9		
11022	119,9	ПС102А 2	8,02	3,13						Включен			119,9		
11100	118	отп 6А								Включен			111		
11110	118	отп 6А								Включен			111		
11311	227,2	ПС 131А								Включен			227,2		
11312	224,7	ПС 131А2								Включен			224,7		
11313	116	ПС 131А	27	5						Включен			116		

Таблица 3.10 – Ветви

Начало	Конец	||	Имя	Дл.Имя	R	X	B	G	K'	Состояни	Задача	NotпK'	Pxx	Qxx	КРП ветви	Длина	Марка	Обмотка
10075	10591		Л-111А	ПС 7А-ПС 59А	0,1	0,2	-0,1			Включена								
10075	10592		Л-110А	ПС 7А-ПС 59А	0,1	0,2	-0,1			Включена								
10431	11313		Л-111А	ПС 43А-ПС 131А	0,6	2,6	-1,4			Включена								
10431	10432		СВМ		0,1	0,1				Отключена								
10432	11100		Л-110А	ОТП-ПС 43А	0,2	0,4	0			Включена								
10591	11021		Л-111А	ПС 59А-ПС 102А	0,4	0,9	-0,5			Включена								
10591	10592		СВМ		0,1	0,1				Отключена								
11021	11110		Л-111А	ОТП-ПС 102А	0,2	0,4	-0,2			Включена								
11022	11021		СВМ		0,1	0,1				Отключена								
11022	10592		Л-110А	ПС 102А-ПС 59А	0,4	0,9	-0,5			Включена								
11100	11110		СВМ		0,1	0,1				Отключена								
11100	11022		Л-110А	ОТП-ПС 102А	0,2	0,4	-0,2			Включена								
11110	10062		Л-110А	ОТП-ПС 6А	0,1	0,3	-2,1			Включена								
11110	10431		Л-111А	ОТП-ПС 43А	0,2	0,4	0			Включена								
11311	11313			ПС 131А	0	46,5			0,5261	Включена	4							
11312	11313			ПС 131А	0	46,5			0,5261	Включена	4							
11313	10432		Л-110А	ПС 131А-ПС 43А	0,6	2,6	-1,4			Включена								

Таблица 3.11 – Потери активной и реактивной мощности



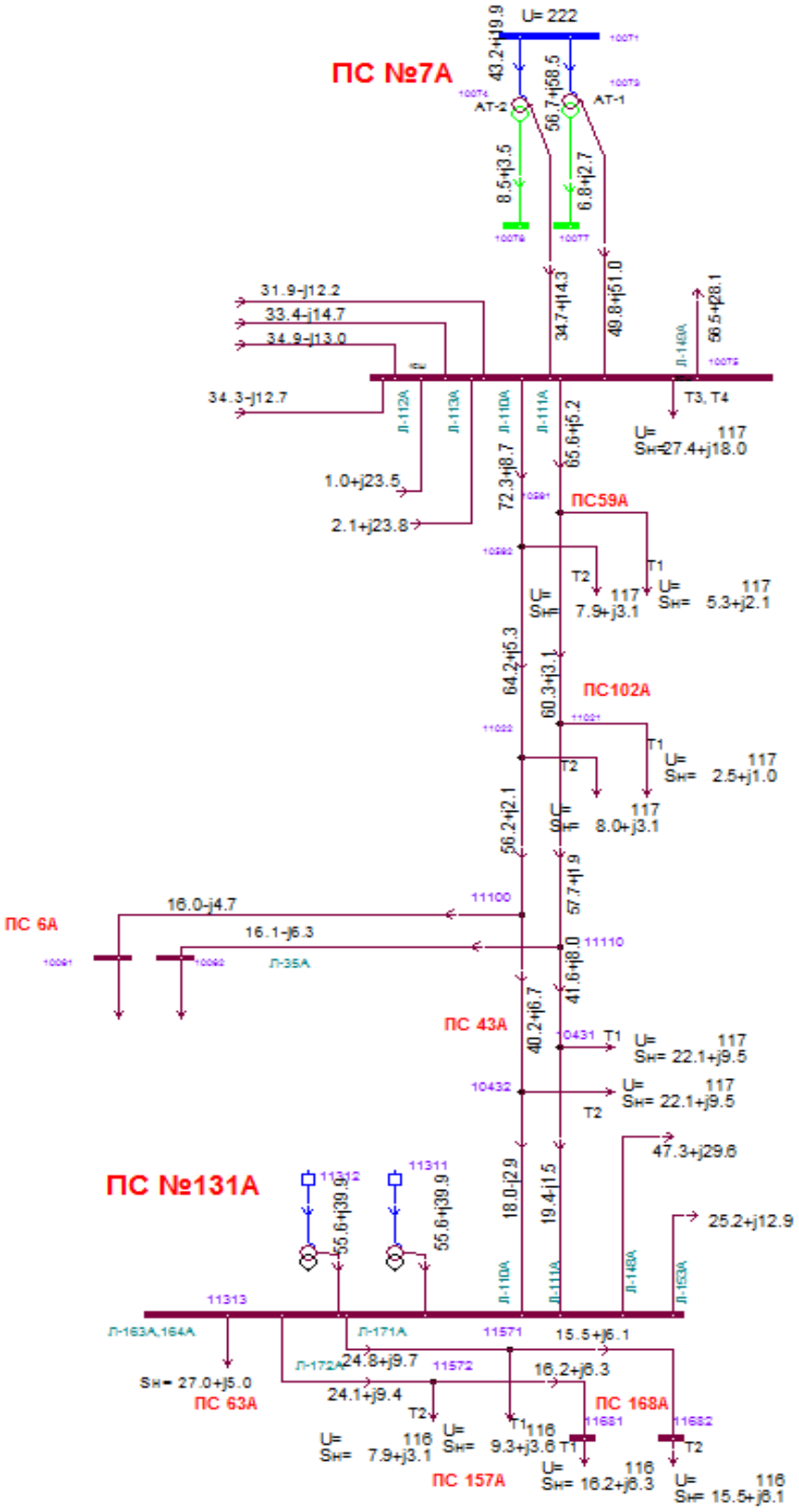


Рисунок 3.7 - Перетоки мощности электрической сети 110 кВ ПС 7А – ПС 131 А при максимальном режиме с заменой провода на композит

3.7 Расчет минимального режима с заменой провода на композит

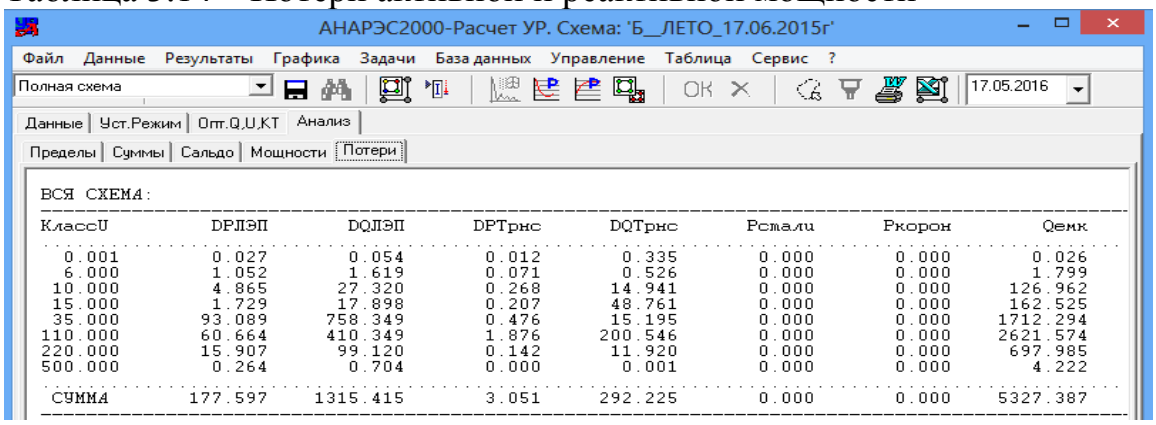
Таблица 3.12 – Узлы

Номер	Имя	U	PH	QH	PГен	QГен	UMod	QMax	QMin	Состояни	Задача	ВШ	Нач.напр.	PГМax	PГМin
10075	ПС7А 110	117,4	10,7	7,5						Включен			120,4		
10431	ПС43А Т1	119,6	7,86	5,5						Включен			119,6		
10432	ПС43А Т2	119,6	7,64	6,5						Включен			119,6		
10591	ПС59А Т1	118	5,17	4						Включен			120,2		
10592	ПС59А Т2	118	6,8	4						Включен			120,2		
11021	ПС102А 1	115	3,09	2,5						Включен			119,9		
11022	ПС102А 2	115	4,17	2,5						Включен			119,9		
11100	отп 6А	115								Включен			111		
11110	отп 6А	115								Включен			111		
11311	ПС 131А	227,2								Включен			227,2		
11312	ПС 131А2	224,7								Включен			224,7		
11313	ПС 131А	112	62	55						Включен			116		

Таблица 3.13 – Ветви

Начало	Конец	||	Имя	Дл.Имя	R	X	B	G	K'	NotпK'	Pxx	Qxx	КРП ветви	Состояние	Задача	Длина	Марка	Обмотка
10075	10591		Л-111А	ПС 7А-ПС	0,1	0,2	0,1							Включена				
10075	10592		Л-110А	ПС 7А-ПС	0,1	0,2	0							Включена				
10431	10432		СВМ		0,1	0,1								Отключена				
10431	11313		Л-111А	ПС 43А-ПС	0,6	2,6	-1,4							Включена				
10432	11100		Л-110А	ОТП-ПС 4	0,2	0,4	0,2							Включена				
10591	11021		Л-111А	ПС 59А-ПС	0,4	0,9	-0,5							Включена				
11021	11022		СВМ		0,1	0,1								Отключена				
11021	11110		Л-111А	ОТП-ПС 1	0,2	0,4	-0,2							Включена				
11022	10592		Л-110А	ПС 102А-Г	0,4	0,9	-0,5							Включена				
11100	10061		Л-110А	ОТП-ПС 6	0,1	0,3	-2							Включена				
11100	11022		Л-110А	ОТП-ПС 1	0,2	0,4	-0,2							Включена				
11110	11100		СВМ		0,1	0,1								Отключена				
11110	10062		Л-110А	ОТП-ПС 6	0,1	0,3	-2,1							Включена				
11110	10431		Л-111А	ОТП-ПС 4	0,2	0,4	0,2							Включена				
11311	11313			ПС 131А	0	46,5			0,5261					Включена	4			
11312	11313			ПС 131А	0	46,5			0,5261					Включена	4			
11313	10432		Л-110А	ПС 131А-Г	0,6	2,6	-1							Включена				

Таблица 3.14 – Потери активной и реактивной мощности



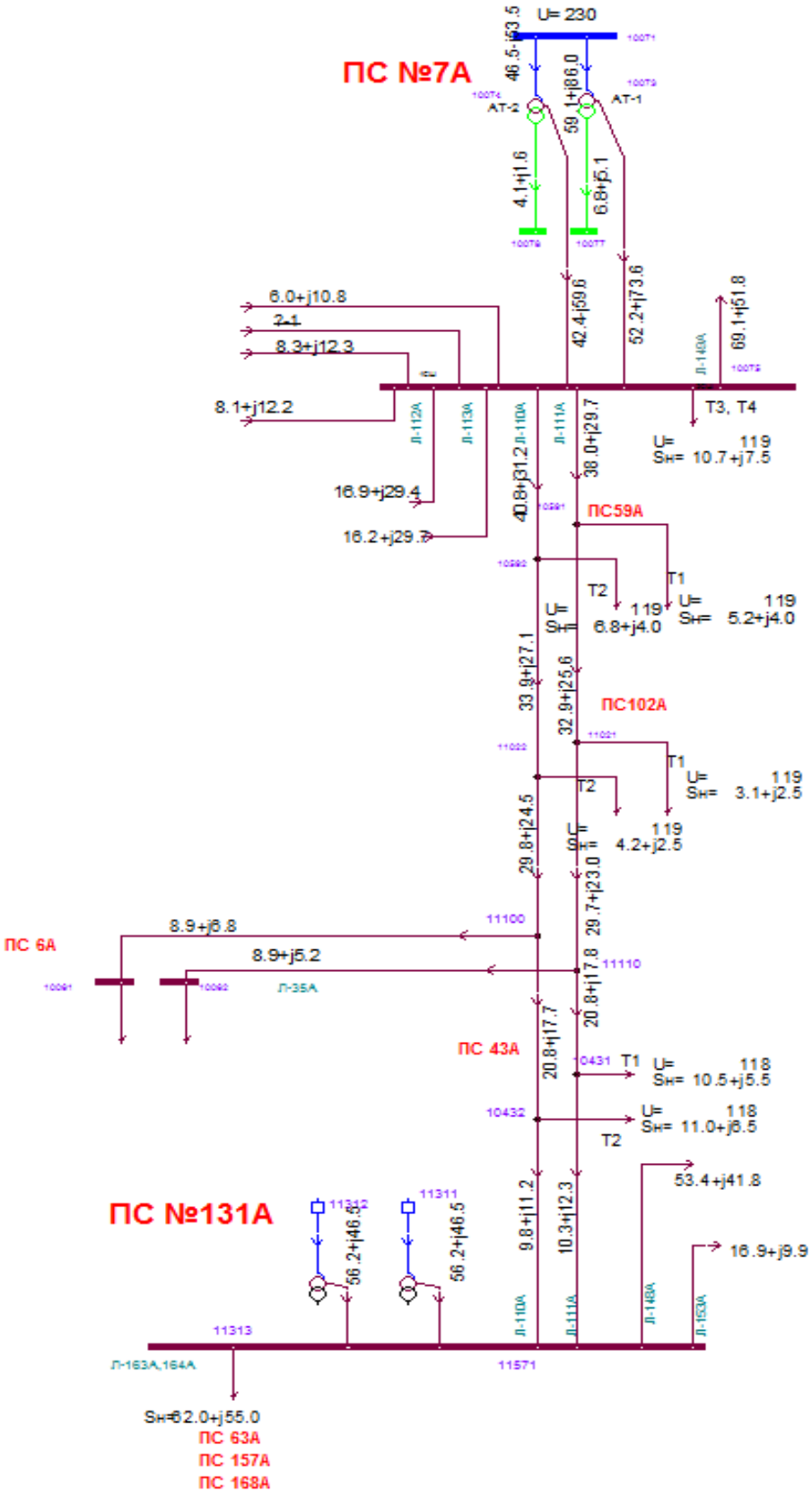


Рисунок 3.8 - Перетоки мощности электрической сети 110 кВ ПС 7А – ПС 131 А при минимальном режиме с заменой провода на композит

3.8 Расчет послеаварийного режима при отключении линии Л-111А при максимальном режиме

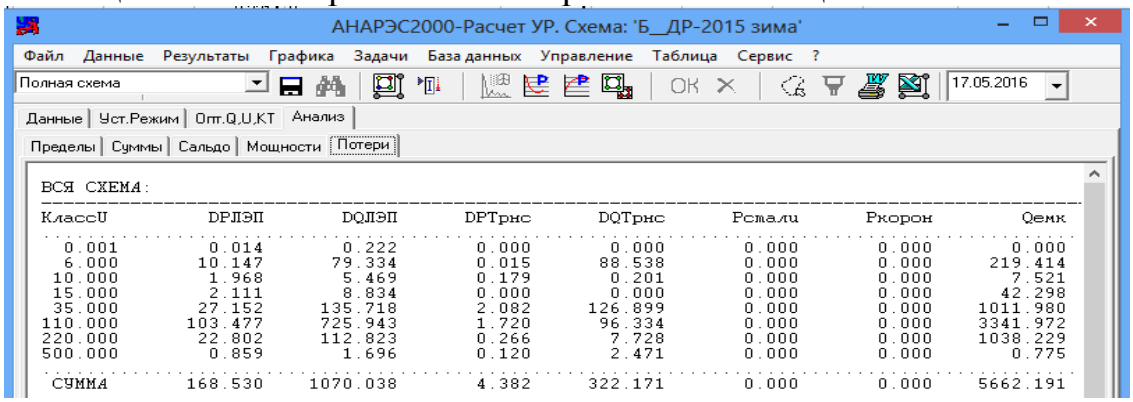
Таблица 3.15 – Узлы

Номер	U	Имя	PH	QH	PГен	QГен	UMod	QMax	QMin	Состояние	Задача	ВШ	Нач.напр.	PГMax	PГMin
10075	117,4	ПС7А 110	27,4	18						Включен			120,4		
10431	119,6	ПС43А Т1	11,21	4,37						Включен			119,6		
10432	119,6	ПС43А Т2	9,1	3,55						Включен			119,6		
10591	118	ПС59А Т1	5,29	2,1						Включен			120,2		
10592	118	ПС59А Т2	7,9	3,1						Включен			120,2		
11021	119,9	ПС102А 1	2,48	0,97						Включен			119,9		
11022	119,9	ПС102А 2	8,02	3,13						Включен			119,9		
11100	118	отп 6А								Включен			111		
11110	118	отп 6А								Включен			111		
11311	227,2	ПС 131А								Включен			227,2		
11312	224,7	ПС 131А2								Включен			224,7		
11313	116	ПС 131А	27	5						Включен			116		

Таблица 3.16 – Ветви

Начало	Конец	| |	Имя	Дл.Имя	R	X	B	G	K'	Состояни	Задача	NotпK'	Pxx	Qxx	КРП ветви	Длина	Марка	Обмотка
10075	10591		Л-111А	ПС 7А-ПС 59А	0,1	0,2	-0,1			Отключена								
10075	10592		Л-110А	ПС 7А-ПС 59А	0,1	0,2	-0,1			Включена								
10431	11313		Л-111А	ПС 43А-ПС 131А	0,6	2,6	-1,4			Отключена								
10431	10432		СВМ		0,1	0,1				Включена								
10432	11100		Л-110А	ОТП-ПС 43А	0,2	0,4	0			Включена								
10591	11021		Л-111А	ПС 59А-ПС 102А	0,4	0,9	-0,5			Отключена								
10591	10592		СВМ		0,1	0,1				Включена								
11021	11110		Л-111А	ОТП-ПС 102А	0,2	0,4	-0,2			Отключена								
11022	11021		СВМ		0,1	0,1				Включена								
11022	10592		Л-110А	ПС 102А-ПС 59А	0,4	0,9	-0,5			Включена								
11100	11110		СВМ		0,1	0,1				Включена								
11100	11022		Л-110А	ОТП-ПС 102А	0,2	0,4	-0,2			Включена								
11110	10062		Л-110А	ОТП-ПС 6А	0,1	0,3	-2,1			Включена								
11110	10431		Л-111А	ОТП-ПС 43А	0,2	0,4	0			Отключена								
11311	11313			ПС 131А	0	46,5			0,5261	Отключен	4							
11312	11313			ПС 131А	0	46,5			0,5261	Включена	4							
11313	10432		Л-110А	ПС 131А-ПС 43А	0,6	2,6	-1,4			Включена								

Таблица 3.17 – Потери активной и реактивной мощности



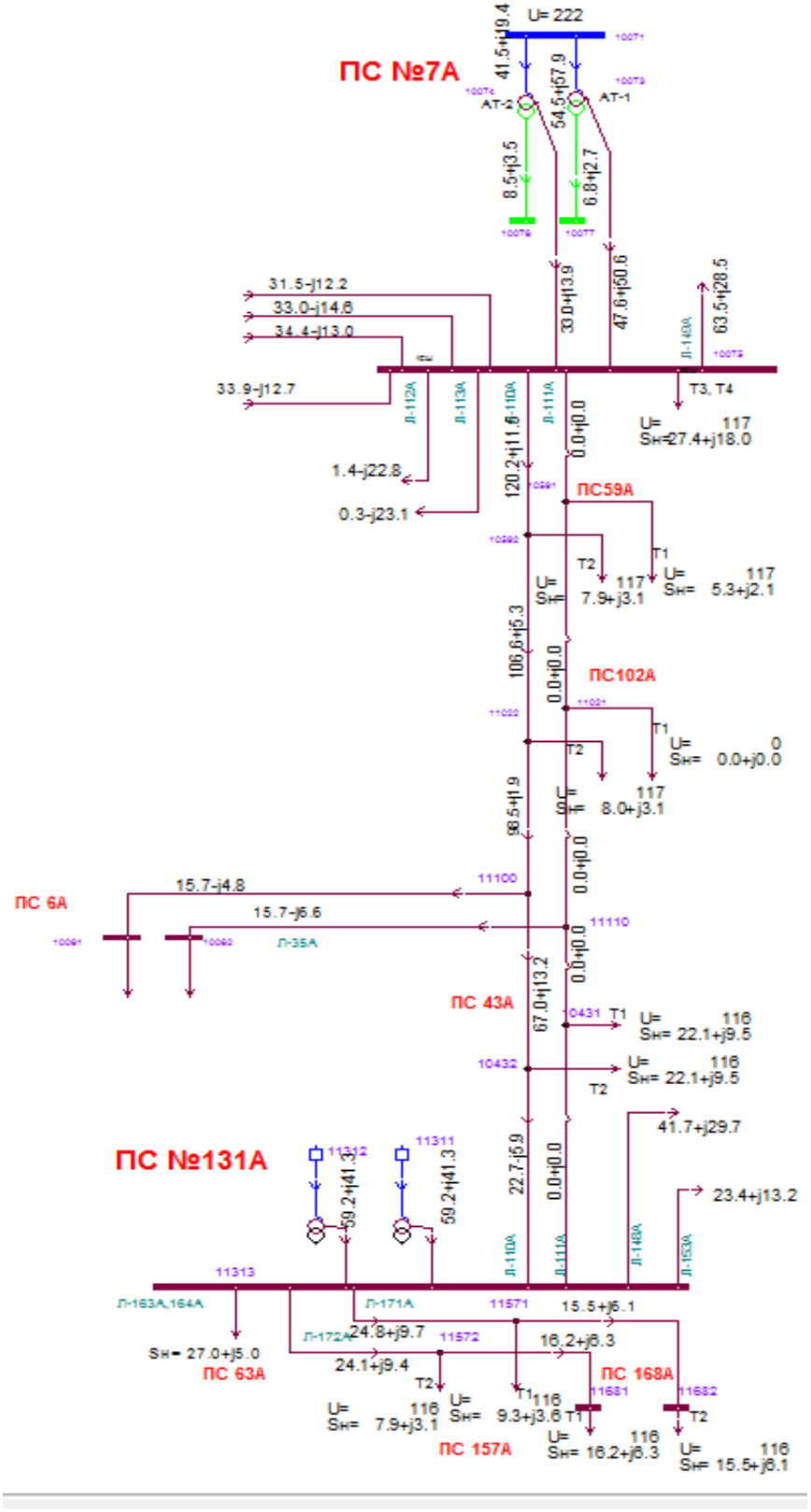


Рисунок 3.9 - Перетоки мощности послеаварийного режима электрической сети 110 кВ ПС 7А – ПС 131 А при максимальном режиме с заменой провода на композит

3.9 Расчет послеаварийного режима при отключении линии Л-111А при минимальном режиме

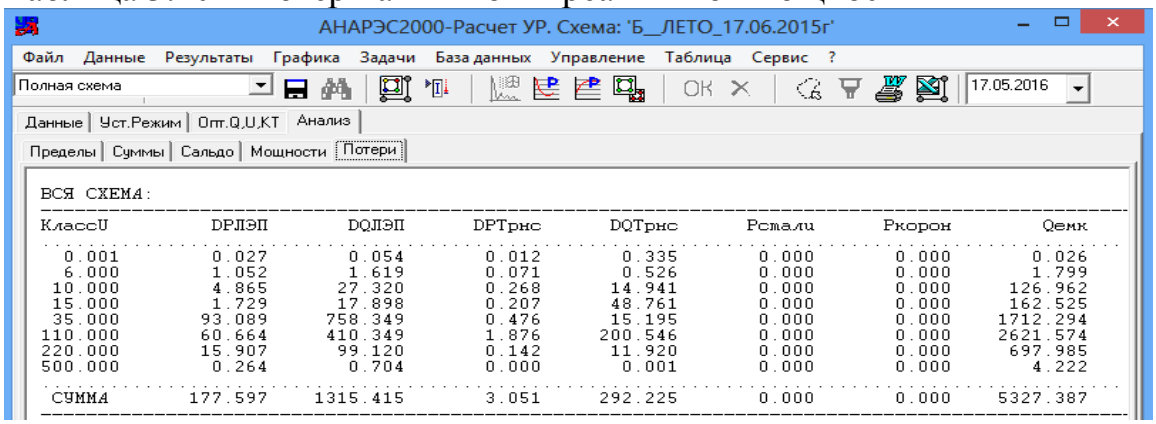
Таблица 3.18 – Узлы

Номер	Имя	U	PH	QH	PГен	QГен	UMod	QMax	QMin	Состояни	Задача	ВШ	Нач.напр.	PГMax	PГMin
10075	ПС7А 110	117,4	10,7	7,5						Включен			120,4		
10431	ПС43А Т1	119,6	7,86	5,5						Включен			119,6		
10432	ПС43А Т2	119,6	7,64	6,5						Включен			119,6		
10591	ПС59А Т1	118	5,17	4						Включен			120,2		
10592	ПС59А Т2	118	6,8	4						Включен			120,2		
11021	ПС102А 1	115	3,09	2,5						Включен			119,9		
11022	ПС102А 2	115	4,17	2,5						Включен			119,9		
11100	отп 6А	115								Включен			111		
11110	отп 6А	115								Включен			111		
11311	ПС 131А	227,2								Включен			227,2		
11312	ПС 131А2	224,7								Включен			224,7		
11313	ПС 131А	112	62	55						Включен			116		

Таблица 3.19 – Ветви

Начало	Конец	| |	Имя	Дл.Имя	R	X	B	G	K'	NотпK'	Pxx	Qxx	КРП ветви	Состояние	Задача	Длина	Марка	Обмотка
10075	10591		Л-111А	ПС 7А-ПС	0,1	0,2	0,1							Отключена				
10075	10592		Л-110А	ПС 7А-ПС	0,1	0,2	0							Включена				
10431	10432		СВМ		0,1	0,1								Включена				
10431	11313		Л-111А	ПС 43А-ПС	0,6	2,6	-1,4							Отключена				
10432	11100		Л-110А	ОТП-ПС 4	0,2	0,4	0,2							Включена				
10591	11021		Л-111А	ПС 59А-ПС	0,4	0,9	-0,5							Отключена				
11021	11022		СВМ		0,1	0,1								Включена				
11021	11110		Л-111А	ОТП-ПС 1	0,2	0,4	-0,2							Отключена				
11022	10592		Л-110А	ПС 102А-Г	0,4	0,9	-0,5							Включена				
11100	10061		Л-110А	ОТП-ПС 6	0,1	0,3	-2							Включена				
11100	11022		Л-110А	ОТП-ПС 1	0,2	0,4	-0,2							Включена				
11110	11100		СВМ		0,1	0,1								Включена				
11110	10062		Л-110А	ОТП-ПС 6	0,1	0,3	-2,1							Включена				
11110	10431		Л-111А	ОТП-ПС 4	0,2	0,4	0,2							Отключена				
11311	11313			ПС 131А	0	46,5			0,5261					Отключена	4			
11312	11313			ПС 131А	0	46,5			0,5261					Включена	4			
11313	10432		Л-110А	ПС 131А-Г	0,6	2,6	-1							Включена				

Таблица 3.20 – Потери активной и реактивной мощности



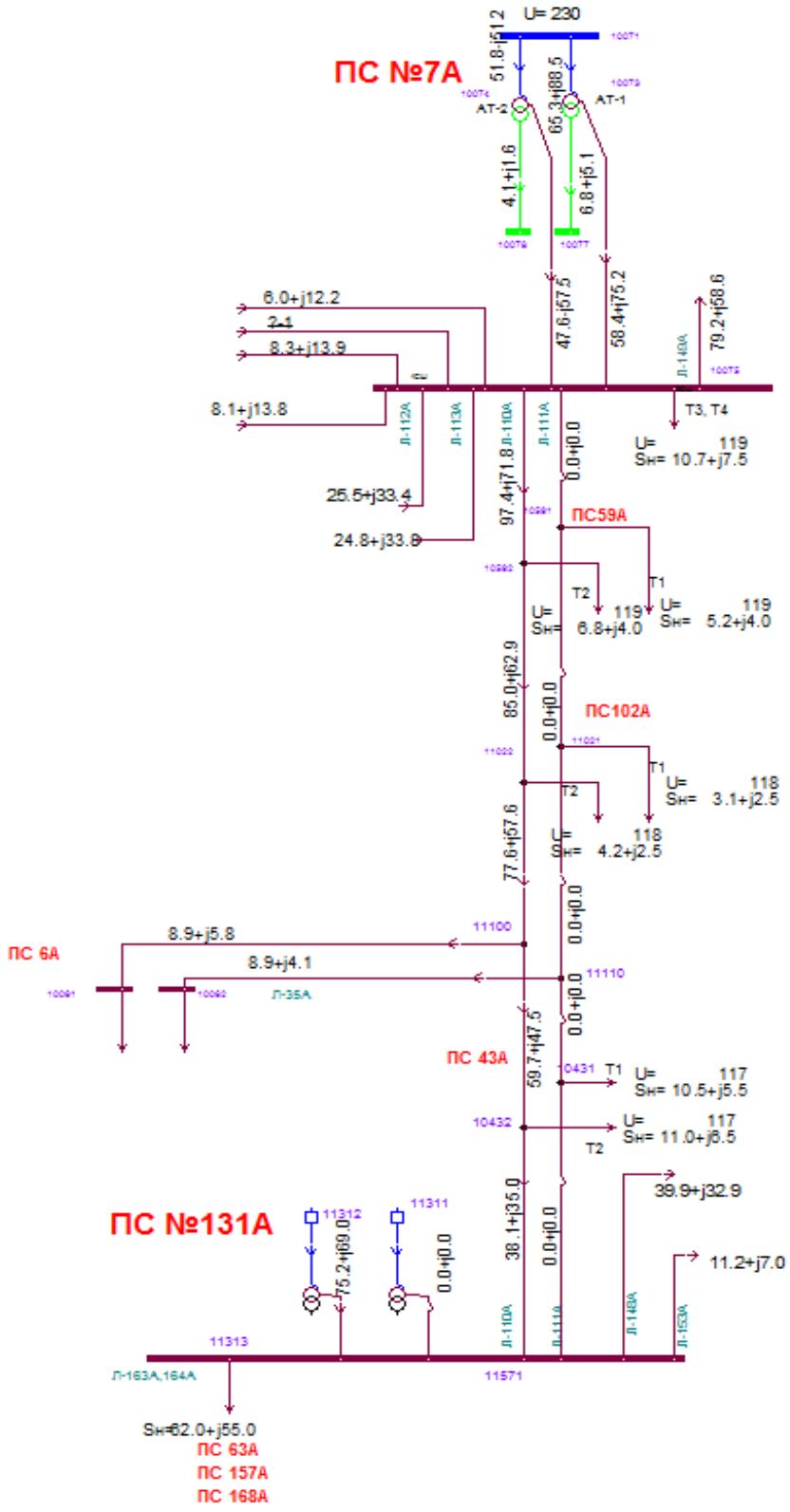


Рисунок 3.9 - Перетоки мощности послеаварийного режима электрической сети 110 кВ ПС 7А – ПС 131 А при минимальном режиме с заменой провода на композит

3.10 Вывод расчета потоков мощности и уровней напряжения

Расчеты электрических режимов в сетях района проведены с целью проверки загрузки элементов сетей, уточнения уровней напряжения на шинах ПС 110 кВ и выше и определения мероприятий, обеспечивающих допустимые уровни напряжения в нормальных и послеаварийных режимах.

Расчеты выполнялись на ПВК по программе АНАРЭСпо единой схеме для сетей 110 кВ и выше.

Ниже приведены основные исходные условия расчета режимов:

1) за основу приняты режимы зимнего максимума 2014 года;

2) расчеты проведены при номинальных коэффициентах трансформации ($К_т$) на трансформаторах питающих ПС 110 кВ и выше;

3) секционные выключатели всех ЗРУ 10/6 кВ нормально отключены;

4) в послеаварийном режиме;

5) допустимая загрузка трансформаторов и ЛЭП 110 кВ в соответствии с действующими нормами.

В работе выполнены расчеты электрических режимов по обоснованию усиления существующих сетей 110 кВ (замена композитный провод), по определению потерь мощности.

В качестве послеаварийных (ремонтных) режимов рассмотрены отключения наиболее загруженных элементов сети:

-ВЛ 110 кВ № 111А «ПС 7А– ПС 131А;

-АТДЦТН – 125 ПС 131А ;

На этапе до 2017 г. рекомендуется усиление электрических сетей города путем реконструкции существующих ВЛ 110 кВ№109А/102А/105А/120АИ с заменой головных участков на большее сечение, что позволит обеспечить нормальную загрузку сети и допустимые уровни напряжения в нормальных и послеаварийных режимах.

4 Расчет токов короткого замыкания и выбор коммутационных аппаратов и оборудования для подстанции ПС №102А

4.1 Электрические нагрузки

Питание ПС №102А «АДК» напряжением 110/10 кВ осуществляется от ВЛ 110 кВ, выполненных проводом АС-185 к ПС №131 и ПС №7. Эта подстанция действующая, поэтому в данной работе проведены проверочные расчеты токов короткого замыкания (КЗ) и выбраны рекомендуемое оборудование на эту подстанцию. Главная схема подстанции выполнена по схеме 110-4Н (мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны линии). Схема присоединения ПС 110/10 кВ к сетям АО «АЖК» приведена ниже .

На ПС 110/10 кВ №102А «АДК» с 2020г. ожидается нагрузка около 14 МВА. Коэффициент загрузки трансформаторов 0,6. В проекте выбраны трансформаторы масляные, дутьевые типа ТДН-10000/110/10 с регулированием напряжения под нагрузкой.

Система коммерческого учета электроэнергии организуется на трансформаторах тока и напряжения, установленных на ОРУ-110кВ и КРУ-10кВ.

Для учета электроэнергии могут быть использованы счетчики, допущенные к применению в системах коммерческого учёта. Эти счетчики имеют входы тока и напряжения, соответствующие параметрам трансформаторов тока и напряжения шкафов КРУ.

4.2 Выбор схемы трансформаторной подстанции

При разработке схемы подстанции исходными данными, как правило, становятся следующие материалы:

- роль и значение подстанции в энергосистеме;
- перетоки мощности через эту подстанцию;
- наличия одного или двух распределительных устройств повышенных напряжений;
- количество трансформаторов;
- задание на разработку проекта подстанции;
- данные по развитию существующих и новых потребителей электроэнергии от нее;
- план-схемы проектируемой подстанции.

Принципиальная схема трансформаторной подстанции влияет на выполнение трансформаторных и автотрансформаторных связей между РУ, и обосновывается технико-экономическими расчетами. Для ПС с двумя или тремя напряжениями принципиальная электрическая схема определяется практически одинаково. Проектирование, как правило, сводится к выбору числа, типа и номинальной мощности выбираемых трансформаторов.

Установка одного трансформатора возможна на подстанции, питающей, как правило, неответственные потребители третьей категории по надежности. Для электроснабжения потребителей первой и второй категории по условию надежности, обычно, устанавливают два трансформатора. Большее количество трансформаторов допускается только при соответствующих технико-экономических обоснованиях.

В проекте для проектируемой подстанции ПС №102А «АДК» выбираем схему с двумя трансформаторами:

а) $T_м$=5000часов

б) коэффициент мощности потребителей ($\cos\varphi = 0.85$);

в) климатический район по галоледу-1.

Принципиальную схему подстанции предоставим на рисунке 4.1.

4.3 Расчет токов короткого замыкания

КЗ является всякое не предусмотренное нормальными условиями работы соединение двух точек электрической цепи (непосредственно или через пренебрежительно малое сопротивление). Причинами КЗ являются механические повреждения изоляции, её пробой из-за перенапряжения и старения, обрывы, наброс и схлёстывания проводов воздушных линий (ВЛ), ошибочные действия персонала и тому подобное. В следствии КЗ в цепях возникают опасные для элементов сети токи, которые могут вывести их из строя. Поэтому для обеспечения надёжной работы электрооборудования, устройств релейной защиты и автоматики (РЗиА), электрической сети в целом производится расчёт токов КЗ.

В трёхфазных сетях и устройствах различают трёхфазные (симметричные), двухфазные и однофазные (не симметричные) КЗ. Могут иметь место также двухфазные КЗ на землю, КЗ с одновременным обрывом фаз. Наиболее частыми являются однофазные КЗ на землю (до 65% от общего числа КЗ), значительно реже случаются двухфазные КЗ на землю (до 20% от общего количества КЗ), двухфазные КЗ (до 10% от общего количества КЗ) и трёхфазные КЗ (до 5% от общего количества КЗ) [1].

Токи короткого замыкания (КЗ) рассчитывают для выбора и проверки аппаратов и токоведущих частей на термическую и динамическую стойкость, для выбора, при необходимости, устройств по ограничению этих токов, а также для выбора и оценки устройств релейной защиты.

Расчётным является трёхфазное короткое замыкание, т.к. токи КЗ в этом случае имеют максимальные значения. При расчётах токов КЗ принимаются допущения [2]:

- все источники, участвующие в питании рассматриваемой точки КЗ, работают одновременно и с номинальной нагрузкой;

- расчётное напряжение каждой ступени схемы электроснабжения принимается на 5 % выше номинального значения;

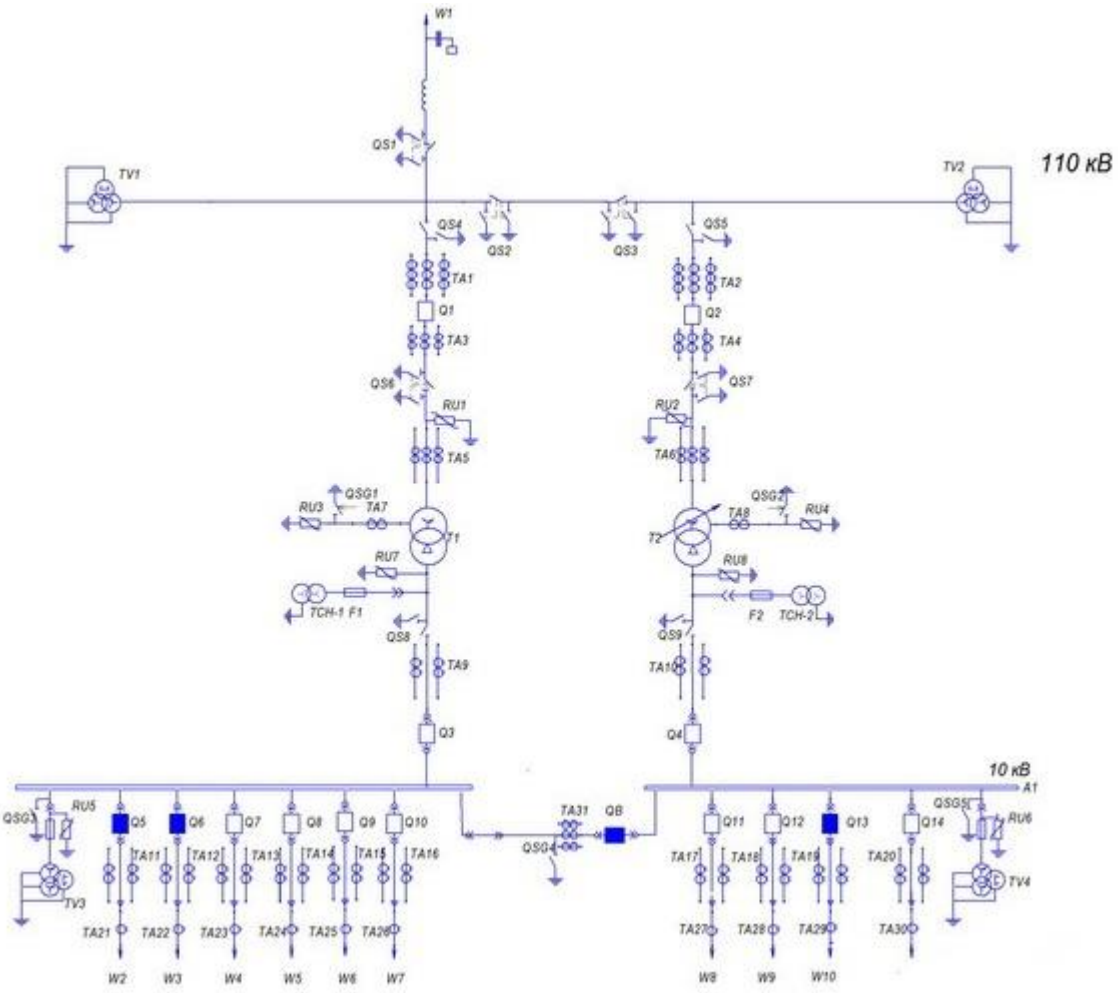


Рисунок 4.1 – Схема подстанции ПС №102А «АДК»

- расчётное напряжение каждой ступени схемы электроснабжения принимается на 5 % выше номинального значения;

- короткое замыкание наступает в момент времени, при котором ударный ток КЗ будет иметь наибольшее значение;

- сопротивление места КЗ считается равным нулю;

-не учитывается сдвиг по фазе ЭДС различных источников питания, входящих в расчётную схему;

-не учитываются ёмкости, а следовательно, и емкостные токи в воздушных и кабельных сетях;

-не учитываются токи намагничивания трансформаторов;

-напряжение источников питания остаются неизменным.

В сетях 110 кВ и выше, работающих с глухозаземленной нейтралью, расчёт токов КЗ производится для того вида КЗ (однофазное или трёхфазное), при котором ток в повреждённой фазе больше. В сетях менее 110 кВ, расчёт токов КЗ производится для трёхфазного вида КЗ.

В связи с необходимостью проверки выбираемого силового и коммутационного электрооборудования на правильную работу в режимах

коротких замыканий, а также для правильной работы устройств РЗиА расчётным видом КЗ является трёхфазное симметричное КЗ.

В зависимости от назначения расчёта выбираются соответствующие режимы работы электрической сети.

Например, выбор и проверка коммутационной аппаратуры на термическую стойкость требует, чтобы в ветви с КЗ протекал максимально возможный ток. Этот режим требует включения в расчетной схеме всех источников питания и ветвей связи. Такой режим называется максимальным.

Наоборот, проверка чувствительности устройств релейной защиты должна производится с учётом ремонтных режимов сети, при которых отключена часть источников питания и ветвей связи, для того чтобы ток КЗ через проверяемую защиту был минимальным.

Однако, хотя расчётные режимы и виды повреждения для проверки чувствительности устройств РЗиА должны устанавливаться, исходя из наиболее неблагоприятных условий работы системы, выбранный режим работы должен быть реально возможным [4].

Схема замещения для расчётов токов КЗ представлена на рис. 4.2.

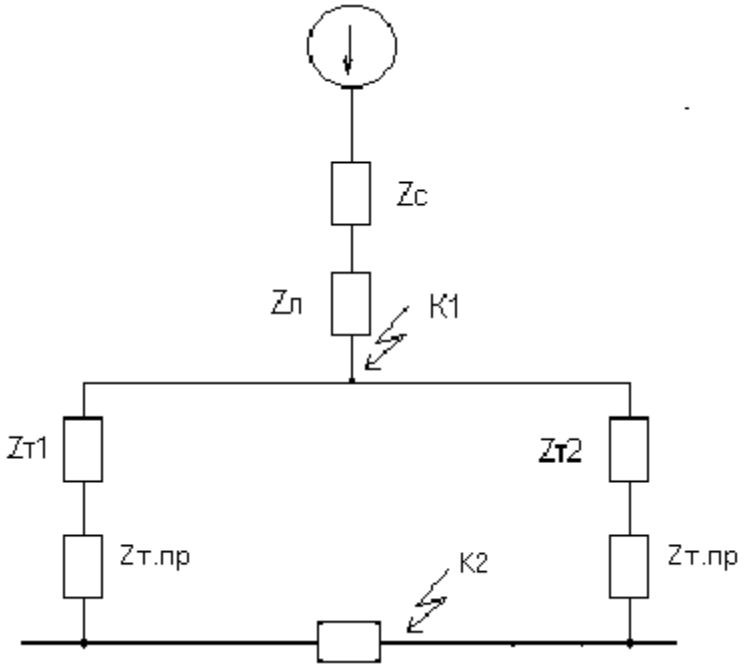


Рисунок 4.2 – Схема замещения

Найдем параметры схемы замещения (сопротивления участков), приведенные к напряжению 110 кВ:

- сопротивление системы.

$$Z_{c110} = 5{,}57 / 6{,}47 \text{ Ом.}$$

- сопротивления трансформаторов

$$r_T = \frac{\Delta P_k \cdot U_{В.Н.}^2}{S_n^2} = \frac{58 \cdot 10^3 \cdot 115^2 \cdot 10^6}{10^2 \cdot 10^2} = 1{,}85 \text{ Ом}$$

$$x_T = \frac{U_k \cdot U_{В.Н.}^2}{100 \cdot S_{ном}} = \frac{10{,}5 \cdot 115^2 \cdot 10^6}{100 \cdot 10 \cdot 10^6} = 55{,}6 \text{ Ом}$$

Запишем параметры схемы замещения в общем виде:
- удельное реактивное сопротивление параллельных i – j линий:

$$x_{ij} = \frac{x_i \cdot x_j}{x_i + x_j} \quad (4.1)$$

- общее сопротивление линии:

$$z_л = \sqrt{x_л^2 + r_л^2} \quad (4.2)$$

- общее реактивное сопротивление линии:

$$x_л = x_0 \cdot l \quad (4.3)$$

где x_0 - удельное реактивное сопротивление линии (Ом/км);
l - длина линии (км).
$x_л$ - общее активное сопротивление линии:

$$r_л = r_0 \cdot l \quad (4.4)$$

где r_0 - удельное реактивное сопротивление линии (Ом/км);
l - длина линии (км).

Общее сопротивление i –j линий:

$$z_{ij} = \frac{z_{лi}}{l} \quad (4.5)$$

Реактивное сопротивление i –j линий:

$$x_{ij} = \frac{x_{лi}}{2} \quad (4.6)$$

Активное сопротивление i –j линий:

$$r_{ij} = \frac{r_{лi}}{2} \qquad (4.7)$$

Параметры проводов воздушной линии 110 кВ (АС-150):

$$X_л = 2{,}38 \text{ Ом}$$

$$R_л = 1{,}092 \text{ Ом}$$

Параметры токопровода линии 10 кВ (2АС-150):

$$X_{т.п.} = 0{,}41 \text{ Ом}$$

$$R_{т.п.} = 0{,}19 \text{ Ом}$$

Выражение для расчета тока КЗ в общем виде:

1) Периодическая составляющая тока КЗ:

$$I_k = \frac{U_Р}{\sqrt{3}X_\Sigma} \qquad (4.8)$$

где $U_Р$ - расчетное напряжение;

X_Σ - сопротивление участка до точки КЗ.

2) Постоянная времени:

$$T_a = \frac{X_\Sigma}{314 r_\Sigma} \qquad (4.9)$$

где X_Σ - реактивное сопротивление участка до точки КЗ;

r_Σ - активное сопротивление участка до точки КЗ;

3) Ударный коэффициент:

$$К_{уд} = 1 + e^{\frac{-0{,}01}{T_a}} \qquad (4.10)$$

4) Ударный ток КЗ:

$$i_{уд} = \sqrt{2} К_{уд} \cdot I_к \qquad (4{,}11)$$

Для примера рассмотрим точку К1, приведенную на рисунке 4.3:

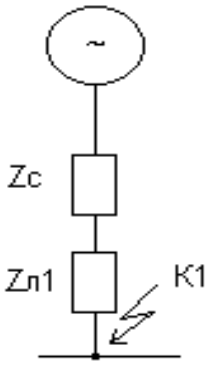


Рисунок 4.3 – Схема замещения для точки К1

$$I_{к.б.}\ max/\ min = \frac{115}{\sqrt{3}(5{,}57/6{,}47 + 2{,}38)} = 8{,}4/7{,}5\ \text{кА},$$

где $I_{к.б.}$ max/min – приведенный к напряжению 110 кВ ток КЗ при максимальном и минимальном режимах работы системы.

Ток КЗ, приведенный к номинальному напряжению линии:

$$I_k\ max/min = I_{к.б.}\ max/min \frac{U_б}{U_{ном}}$$

$$T_a\ max/min = \frac{5{,}57/6{,}47 + 2{,}38}{314 \cdot 1{,}092} = 0{,}023/0{,}026\ \text{с}$$

$$К_{уд}\ max/min = 1{,}7$$

$$i_{уд}\ max/min = \sqrt{2} \cdot 1{,}7 \cdot 8{,}4/7{,}5 = 20{,}2/18\ \text{кА}$$

Результаты расчетов токов КЗ сведем в таблицу 4.1.

Таблица 4.1 – Результаты расчета токов КЗ

Расчетная точка к.з.	Max режим системы		Min режим системы	
	К1	К2	К1	К2
$X_{110\Sigma}$, Ом	7,95	36	8,85	36,9
$R_{110\Sigma}$, Ом	1,092	2,5	1,092	2,5
$I_{кіб}$, кА	8,4	1,4	7,5	1,2
$U_н$, кВ	110	10	110	10
I_k, кА	8,4	15,3	7,5	23,1
T_a, с	0,023	0,046	0,026	0,047
$i_{уд}$, кА	20,2	38,9	18,0	33,0

4.4 Выбор числа и мощности трансформаторов

Номинальная мощность трансформаторов определяется по условию [3]:

$$S_{ном.тр} \geq \frac{S_р}{0,7 \cdot n} \qquad (4.12)$$

где n - число трансформаторов на подстанции (n=2).

0,7 - нормируемый коэффициент загрузки.

$$S_{ном.тр} \geq \frac{13,3}{0,7 \cdot 2} = 9,5 \text{ МВА}.$$

Определяем коэффициент загрузки трансформатора в нормальном режиме:

$$k_з = \frac{S_р}{S_n \cdot n}. \qquad (4.13)$$

$$k_з = \frac{13,3}{10 \cdot 2} = 0,67$$

Следовательно, в нормальном режиме трансформаторы перегрузок не испытывают.

Определим коэффициент загрузки трансформатора в послеаварийном режиме, т.е. когда один трансформатор отключен:

$$k_з^{ав} = \frac{S_{расч}}{S_n} \qquad (4.14)$$

$$k_з^{ав} = \frac{13,3}{10} = 1,33$$

Коэффициент загрузки трансформатора в послеаварийном режиме не превышает установленной нормы 1,5.

Следовательно, трансформаторы мощностью 10 МВА каждый удовлетворяют требуемым условиям.

Выбираем трансформаторы ТДН-10000/110, параметры которого сведены в таблицу 4.2.

Таблица 4.2 – Параметры трансформатора

Тип трансформатора	ТДН-10000/110
Sном, МВА	10
Uвн, кВ	115
Uнн, кВ	10,5
ΔPхх, кВт	14
ΔPк, кВт	58
Uк, %	10,5
Iк, %	0,9
Количество трансформаторов	2

4.5 Выбор высоковольтных выключателей подстанции

Для отключения и включения цепей высокого напряжения в нормальных и аварийных режимах используется высоковольтный выключатель.

Выключатель является основным коммутационным аппаратом в электрических установках, он служит для отключения и включения цепи в любых режимах. Наиболее тяжёлой и ответственной операцией является отключение токов короткого замыкания.

К выключателям высокого напряжения предъявляются следующие требования [14]:

- надёжное отключение токов любой величины от десятков ампер до номинального тока отключения;
- быстрота действия, т.е. наименьшее время отключения;
- пригодность для автоматического повторного включения, т.е. быстрое включение выключателя сразу же после отключения;

возможность пофазного (пополюсного) управления для выключателей 110 кВ;

удобство ревизии и осмотра контактов и механической части;

взрыво и пожаробезопасность;

удобство транспортировки и обслуживания.

Высоковольтные выключатели должны длительно выдерживать номинальный ток $I_н$ и номинальное напряжение $U_н$.

Выбор выключателей производится [21]:

по напряжению

$$U_{уст} \le U_н; \tag{4.15}$$

по длительному току

$$I_{расчет} \le I_н; \tag{4.16}$$

по отключающей способности.

В первую очередь производится проверка на симметричный ток отключения

$$I_{п\tau} \le I_{отк.н}, \qquad (4.17)$$

где $I_{п\tau}$ - действующее значение периодической составляющей тока короткого замыкания в момент τ начала расхождения дугогасительных контактов;

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

Затем проверяется способность выключателя отключить асимметричный ток короткого замыкания, т. е. полный ток короткого замыкания с учётом апериодической составляющей

$$\left(\sqrt{2}I_{п\tau} + i_{a\tau}\right) \le \sqrt{2}I_{отк.н}\left(1+\beta_{н}\right), \qquad (4.18)$$

где $i_{a\tau}$ - апериодическая составляющая тока короткого замыкания в момент расхождения контактов τ;

$\beta_{н}$ - номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе короткого замыкания;

τ - наименьшее время от начала короткого замыкания до момента расхождения дугогасительных контактов,

$$\tau = t_{з,мин} + t_{с.в.},$$

где $t_{з.мин} = 0.01$ с – минимальное время действия релейной защиты;

$t_{с.в}$ – собственное время отключения выключателя.

На электродинамическую устойчивость выключатель проверяется по предельному сквозному току короткого замыкания:

$$I'' \le I_{пр.с}; \qquad (4.19)$$

$$i_{у} \le i_{пр.с}; \qquad (4.20)$$

где I'' - начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания в цепи выключателя;

$I_{пр.с}$ - действующее значение предельного сквозного тока короткого замыкания (по справочнику);

$i_у$ - ударный ток короткого замыкания в цепи выключателя;

$i_{пр.с}$ - амплитудное значение предельного сквозного тока короткого замыкания (по каталогу).

На термическую устойчивость выключатель проверяется по тепловому импульсу

$$B_к \le I_т^2 t_т, \tag{4.21}$$

$$B_к = I''^2 (t_{отк} + T_а), \tag{4.22}$$

где $B_к$ – тепловой импульс по расчёту;

$I_т$ – предельный ток термической устойчивости по каталогу;

$t_т$ – длительность протекания тока термической устойчивости, с.

Проверка выключателей по параметрам восстанавливающегося напряжения обычно не проводится.

Рассмотрим выбор высоковольтного выключателя на ОРУ 110 кВ для присоединения линии 1. Максимальный рабочий ток в линии равен:

$$I_{раб.макс} = \frac{S}{\sqrt{3} U_н}, \tag{4.23}$$

$$I_{раб.макс} = \frac{11{,}2 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 58{,}8 \text{ А}$$

Для РУ 110 кВ выбираем выключатель 3AP1FGSiemens. Силовой выключатель 3AP1FG является трехполюсным автоматическим ghe;byysv выключателем открытого типа, в котором в качестве изоляционного и гасящего средства используется газ SF6. Выключатель оснащен по одному пружинному приводу на каждую фазу, так что выключатель подходит для однополюсного и трехполюсного автоматического повторного включения (АПВ). Расчетные значения для проверки сведены в таблицу и производим его проверку:

1) По напряжению:
2)

$$U_{ном} = 110 \text{ кВ} = U_{ном.сети} = 110 \text{ кВ}.$$

3) По номинальному току:

$$I_{ном} = 2000А > I_{расч.} = 58{,}8\ А$$

4) По току отключения:

$$I_{откл} = 40кА > I_{к} = 8{,}4\ кА$$

5) По величине ударного тока к.з. в сети:

$$i_{пр.скв.} = 100\ кА > i_{уд} = 20{,}2\ кА$$

$$I_{пр.скв.} = 40кА > I_{к} = 8{,}4\ кА$$

6) На термическую стойкость:

$$I_t^e \cdot t = 20^2 \cdot 3\ кА^2 \cdot с > I_к^2(t_{откл} + T_a) = 8{,}4^2 \cdot (5{,}2 + 0{,}023)кА^2 \cdot с$$

7) На способность выключателя отключить асимметричный ток короткого замыкания:

8)

$$\sqrt{2} \cdot I_к\left(1 + \beta_{ном}/100) = \sqrt{2} \cdot 20(1 + 0{,}25) > \sqrt{2} \cdot 8{,}4(1 + e^{\frac{-(0.,5+0{,}1)}{0{,}007}}\right).$$

Таким образом, выключатель удовлетворяет условиям. Результаты выбора выключателей ОРУ 110 , и ЗРУ 10 кВ сведены в таблицу 4.3.

Таблица 4.3 – Параметры высоковольтных выключателей

Выключатель 3AP1		
Условие выбора	Расчётные данные	Каталожные данные
$U_{уст} \le U_н$	$U_{уст} = 110$ кВ	$U_н = 123$ кВ
$I_{РАСЧ} \le I_н$	$I_{РАСЧ} = 58{,}8$ А	$I_н = 2000$ А
$I_{пτ} \le I_{отк.н}$	$I_{пτ} = 8{,}4$ кА	$I_{отк.н} = 40$ кА
$i_у \le i_{пр.с}$	$i_у = 20{,}2$ кА	$i_{пр.с} = 100$ кА
$B_к \le I_т^2 t_т$	$B_к = 5{,}2$ кА^{2}с	$I_т^2 t_т = 1200$ кА^{2}с
$I_{пр.скв} > I_к$	$I_к$=8,4 кА	$I_{пр.скв.}$=20 кА
3AF-1 (для вводных и межсекционных выключателей)		
$U_{уст} \le U_н$	$U_{уст} = 10$ кВ	$U_н = 10$ кВ
$I_{раб.макс} \le I_н$	$I_{раб.макс} = 825{,}6$ А	$I_н = 1600$ А
$I_{пτ} \le I_{отк.н}$	$I_{пτ} = 15{,}3$ кА	$I_{отк.н} = 40$ кА

$i_у \le i_{пр.с}$	$i_у = 38{,}9$ кА	$i_{пр.с} = 80$ кА
$B_к \le I_т^2 t_т$	$B_к = 22{,}4$ кА^{2}с	$I_т^2 t_т = 1200$ кА^{2}с
$I_{пр.скв} > I_к$	$I_к$=15,3 кА	$I_{пр.скв.}$=20 кА
3AF-1 (на присоединение)		
$U_{уст} \le U_н$	$U_{уст} = 10$ кВ	$U_н = 10$ кВ
$I_{раб.макс} \le I_н$	$I_{раб.макс} = 272$ А	$I_н = 800$ А
$I_{пτ} \le I_{отк.н}$	$I_{пτ} = 15{,}3$ кА	$I_{отк.н} = 40$ кА
$i_у \le i_{пр.с}$	$i_у = 38{,}9$ кА	$i_{пр.с} = 80$ кА
$B_к \le I_т^2 t_т$	$B_к = 22{,}4$ кА^{2}с	$I_т^2 t_т = 1200$ кА^{2}с
$I_{пр.скв} > I_к$	$I_к$=15,3 кА	$I_{пр.скв.}$=20 кА

4.6 Выбор разъединителей

Выбор разъединителей производится [14]:
по напряжению;
по току;
по конструкции, роду установки;
по электродинамической устойчивости;
по термической устойчивости.
Результаты выбора разъединителей сведены в таблицу 4.4

Таблица 4.4 –характеристики разъединителей

SSII-AM-123		
Условие выбора	Расчётные данные	Каталожные данные
$U_{уст} \le U_н$	$U_н = 110$ кВ	$U_н = 123$ кВ
$I_{раб.макс} \le I_н$	$I_{раб.макс}$=58,8 А	$I_н = 2000$ А
$i_у \le i_{пр.с}$	$i_у$=20,2 кА	$i_{пр.с} = 100$ кА
$B_к \le I_т^2 t_т$	$B_к$=5,2 кА^{2}с	$I_т^2 t_т = 4800$ кА^{2}с

Разъединители не проверяют на коммутационную способность при коротких замыканиях, поскольку они не предназначены для работы в таком режиме.

4.7 Выбор измерительных трансформаторов

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 [24].

Выбор ТТ при проектировании РУ заключается в выборе типа трансформатора, определении ожидаемой нагрузки и сопоставлении её с номинальной, проверке на электродинамическую и термическую стойкость. Класс точности намечают в соответствии с назначением трансформатора тока: класс точности 0,5 - применяем для присоединения счётчиков денежного расчёта; класса 1 - для всех технических измерительных приборов; класса 3 и 10 – для релейной защиты [21].

Контроль за режимом работы подстанции осуществляем с помощью контрольно-измерительных приборов: вольтметра, ваттметра, варметра, счётчиков активной и реактивной энергии. Выбор и сравнение трансформаторов тока приведён в таблице 4.5.

Таблица 4.5 - Выбор и проверка трансформаторов тока

ТФЗМ – 110Б-1		
Условие выбора и проверки	Расчётные данные	Каталожные данные
$U_{уст} \le U_н$	$U_{уст} = 110$ кВ	$U_н = 110$ кВ
$I_{раб.макс} \le I_н$	$I_{раб.макс} = 58{,}8$А	$I_н = 300$ А
$B_к \le I_т^2 t_т$	$B_к$=5,2 кА^{2}с	$I_т^2 t_т = 2187$ Ка^{2}с
$i_у \le i_{пр.с}$	$i_у$=20,2 кА	$i_{пр.с} = 62$ кА
ТШЛ-10		
$U_{уст} \le U_н$	$U_{уст} = 10$ кВ	$U_н = 10$ кВ
$I_{раб.макс} \le I_н$	$I_{раб.макс} = 825{,}6$А	$I_н = 1500$ А
$B_к \le I_т^2 t_т$	$B_к$=22,4 кА^{2}с	$I_т^2 t_т = 2187$ Ка^{2}с
$i_у \le i_{пр.с}$	$i_у$=38,9 кА	$i_{пр.с} = 69$ кА
ТПЛ-10		
$U_{уст} \le U_н$	$U_{уст} = 10$ кВ	$U_н = 10$ кВ
$I_{раб.макс} \le I_н$	$I_{раб.макс} = 272$А	$I_н = 400$ А
$B_к \le I_т^2 t_т$	$B_к$=22,4 кА^{2}с	$I_т^2 t_т = 3675$ Ка^{2}с
$i_у \le i_{пр.с}$	$i_у$=38,9 кА	$i_{пр.с} = 66$ кА

Для проверки трансформаторов тока по вторичной загрузки, пользуясь каталожными данными приборов, определяем нагрузку по фазам (табл. 4.5).

Из табл. 4.6 видно, что наиболее загружены трансформаторы тока фаз А и С. Производим проверку по вторичной нагрузке трансформаторов тока ТФЗМ 110Б-1. Общее сопротивление приборов

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} = \frac{9,1}{25} = 0,364 \text{ Ом.}$$

Таблица 4.6 – Нагрузка по фазам

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А		
		Фаза А	Фаза В	Фаза С
Амперметр	Э365	0,1	0,1	0,1
Ваттметр	Д365	1,5	-	1,5
Варметр	Д365	2,5	-	2,5
Счётчик активной энергии	СА4У-И670(3)	2,5	2,5	2,5
Счётчик реактивной энергии	СР4У-И670(3)	2,5	2,5	2,5
РЗиА		5	5	5
Итого		14,1	10,1	14,1

Из таблицы 4.6 видно, что наиболее загружены трансформаторы тока фаз А и С.

Производим проверку по вторичной нагрузке трансформаторов тока ТШЛ-10. Общее сопротивление приборов

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} = \frac{14,1}{25} = 0,564 \text{ Ом.}$$

Вторичная номинальная нагрузка трансформатора тока в классе точности 0,5 составляет 0,8 Ом. Сопротивление контактов принимаем 0,1, тогда сопротивление проводов:

$$r_{пр} = z_{2н} - r_{приб} - r_к = 0,8 - 0,564 - 0,1 = 0,136 \text{ Ом.}$$

Проверка трансформаторов тока на 110 и 10 кВ сведена в таблицу 4.7.

Таблица 4.7 – Проверка трансформаторов тока

Тип ТТ	I_2, А	$r_{приб}$, Ом	$r_{пр}$, Ом
ТШЛ-10	25	0,564	0,136
ТФЗМ-110Б-1	25	0,564	0,136
ТШЛП-10	25	0,564	0,136

Измерительные трансформаторы напряжения (ТН) предназначены для преобразования напряжения до значения, удобного для измерения. Трансформаторы, предназначенные для присоединения счётчиков, должны отвечать классу точности 0,5. Для присоединения щитовых измерительных приборов используют трансформаторы классов 1,0 и 3,0; для релейной защиты – 0,5, 1,0 и 3,0.

Трансформаторы напряжения выбирают [21]:

по напряжению

$$U_{уст} \le U_{н}; \qquad (4.24)$$

по конструкции и схеме соединения обмоток;
по классу точности;
по вторичной нагрузке

$$S_{2\Sigma} \le S_{н}, \qquad (4.25)$$

где $S_{н}$ - номинальная мощность в выбранном классе точности;

$S_{2\Sigma}$ - нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединённых к трансформатору напряжения, В·А.

$$S_{2\sum} = \sqrt{\left(\sum S_{приб} \cdot \cos\varphi_{приб}\right)^2 + \left(\sum S_{приб} \cdot \sin\varphi_{приб}\right)^2} = \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2}. \qquad (4.26)$$

Для ОРУ 110 кВ выбираем трансформатор напряжения типа НКФ-110-83. Подсчёт нагрузки производим в табл. 3.9.

Рассмотрим выбор трансформатора на U=110 кВ:

$$400\text{ВА} > \sqrt{(0{,}3\cdot 1 + 3\cdot 1 + 5\cdot 0{,}38 + 7{,}5\cdot 0{,}38\cdot 2 + 5\cdot 1)^2 + (5 + 7{,}5 + 7{,}5)^2 \cdot 0{,}925^2} = 25{,}6\text{ВА}$$

Рассмотрим выбор трансформатора на U=10 кВ:

$$S_{ном}=120\text{ВА}>25{,}6\text{ВА}$$

Таблица 4.8 - Вторичная нагрузка ТН

Прибор	Тип	Потр. мощн-ость	cosφ	sin φ	Кол-во приб.	Суммарная мощность ΣS
Вольтметр	Э365	0,1	1	0	3	0,3
Ваттметр	Д365	1,5	1	0	2	3
Варметр	Д335/1	2,5	0,38	0,925	2	5
Счётчик активной энергии	СА4У-И670(3)	2,5	0,38	0,925	3	7,5
Счётчик реактивной энергии	СР4У-И670(3)	2,5	0,38	0,925	3	7,5
РзиА		5	1	0		5

Выбор трансформаторов напряжения сведён в таблицу 4.9

Таблица 4.9 – Выбор ТН

Тип ТН	$S_{2\sum}$, В·А	$S_{н}$, В·А
НТМИ-10	25,6	120
НКФ-110-83	25,6	400

Таким образом, трансформаторы будут работать в выбранном классе точности.

4.8 Выбор ограничителей перенапряжения

До 70-х годов традиционным аппаратом для защиты изоляции электрооборудования от перенапряжения является вентильный разрядник, который содержал нелинейный элемент с симметричной вольт-амперной характеристикой на основе карбида кремния и последовательно включенные с ним искровые промежутки. Из-за относительно слабой нелинейности не линейного элемента он не мог подключаться к сети непосредственно, так как при рабочем напряжении через него протекал бы значительный ток.

В 70-х годах появились нелинейные элементы на основе окиси цинка, имеющие вольт-амперные характеристики с гораздо большей нелинейностью, что позволяло подключать их к сети непосредственно, без последовательных искровых промежутков. В нашей стране защитные аппараты с оксидно-цинковыми элементами получили название ограничители перенапряжения нелинейные (ОПН). За рубежом подобные аппараты называются безыскровыми разрядниками. Отсутствие последовательных искровых промежутков позволяет значительно улучшить защитные характеристики аппарата и уменьшить его массогабаритные показатели. К началу 70-х годов

безыскровые защитные аппараты получили преимущественное распространение.

ОПН представляет собой аппарат опорного типа и содержит высоконелинейный резистор, состоящий из последовательно соединенных в колонку дисков оксидно-цинковых варисторов производства лучших зарубежных фирм, помещенных в изоляционную оболочку. Огранчители исполнения УХЛ1 имеют взрывобезопасный чехол из комбинированной полимерной изоляции: стеклопластиковый цилиндр с оребренным покрытием из кремнийорганической резины.

Принцип работы ОПН заключается в следующем: в нормальном режиме через аппарат протекает незначительный ток (порядка долей мА) при появлении всплесков перенапряжений любой физической природы из-за резкой нелинейной вольт-амперные характеристики ограничителя ток через него возрастает до значений от ампер до десятков килоампер, снижая уровень перенапряжения до заданных значений [17].

Выбираем ограничители перенапряжения.

Для напряжения 10 кВ выбираем ОПН-10/11-10(I)УХЛ1.

Для напряжения 110 кВ выбираем ОПН-110/73-10(I)УХЛ1.

4.9 Грозозащита и заземление подстанции

Изоляция электроустановок должна работать надежно как при длительно приложенных напряжениях промышленной частоты, так и при возникающих в эксплуатации перенапряжениях грозового характера. Грозовые перенапряжения возникают при прямом ударе молнии в землю, а так же при ударе молнии в предметы или объекты находящиеся вблизи электрических установок. От грозовых перенапряжений все электрические установки должны иметь специальную защиту. Основные элементы защиты - разрядники. От прямых ударов молний электрические установки защищаются стержневыми или тросовыми молниеотводами. Защита осуществляется молниеотводами, установленными непосредственно на металлических конструкциях (порталах) и отдельно стоящими молниеотводами.

В данной работе расчет грозозащиты сводится к определению местоположения молниеотводов, которые определяются таким образом, чтобы зона действия молниеотводов полностью защищала все электрооборудование подстанции. Схема грозозащиты приведена на рисунке 4.4.

h = 19,35 м. – высота молниеотвода

h_x = 11,35 м. – высота защищаемого объекта.

h_a = 8 м – высота молниеотвода над ошиновкой.

$$D = 8 \cdot (h - h_x)p = 8 \cdot (19{,}35 - 11{,}35) \cdot 1 = 64 \text{ м}. \qquad (4.27)$$

D - максимальный диаметр окружности, защищающей наиболее высокую точку ОРУ.

где, p=1, приh<30 м, $p=\frac{5,5}{\sqrt{h}}$, при h>30 м

4.9.1 Расчёт заземляющих устройств.

Наибольший ток через заземление при замыканиях на землю – 3613А на стороне 110кВ и 11187 на стороне 10кВ.

Грунт в месте сооружения подстанции – суглинок. Согласно ПУЭ, заземляющие устройства электроустановок выше 1кВ сети с заземлённой нейтралью выполняется с учётом сопротивления $R_з \le 0,5Ом$ или допустимого напряжения прикосновения.

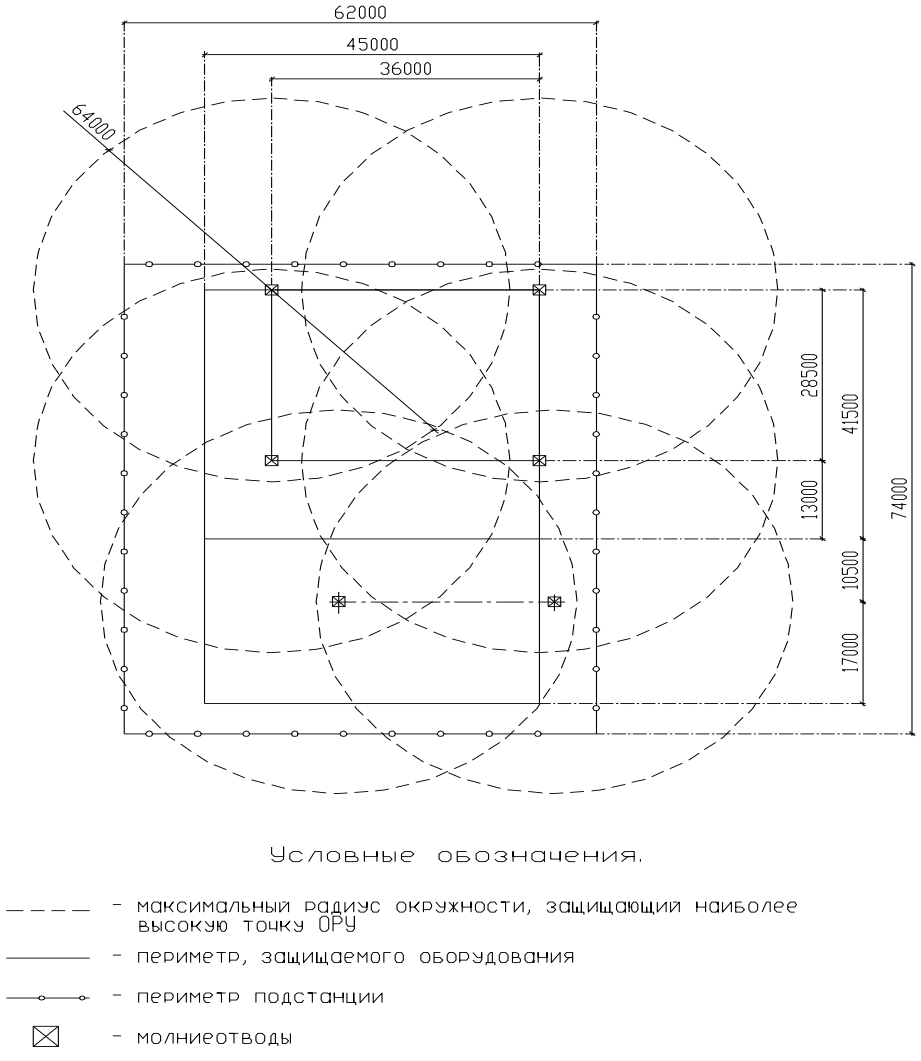


Рисунок 4.4 - Схема грозозащиты

Расчёт по допустимому сопротивлению приводит к неоправданному перерасходу проводникового материала и трудозатрат при сооружении ЗУ для ПС небольшой площади, не имеющих естественных заземлителей.

Заземляющие устройства для установок 110кВ и выше выполняются из вертикальных заземлителей, соединительных полос, полос, проложенных вдоль рядов оборудования, и выравнивающих полос, проложенных в поперечном направлении и создающих заземляющую сетку с переменным шагом.

Время действия релейной защиты: $t_{р.з.} = 0{,}12с$;

Напряжение прикосновения: $U_{пр} = 400В$;

Коэффициент прикосновения:

$$К_{п} = \frac{М \cdot \beta}{\left(\frac{l_{в} \cdot L_{г}}{a\sqrt{S}} \right)^{0,45}} \qquad (4.28)$$

где $l_{в}$ - длина вертикального заземлителя (5м), м;

$L_{г}$ - длина горизонтальных заземлителей (525м по плану), м;

а – расстояние между вертикальными заземлителями (5м), м;

S - площадь заземляющего устройства (S=60х70), м^2;

М - параметр, зависящий от сопротивления верхнего и нижнего слоя земли (ρ_1 и ρ_2 соответственно для $\rho_1 = 450Ом \cdot м$ и $\rho_2 = 180Ом \cdot м$, $М = 0{,}69$ [[4] стр.598]; β - коэффициент определяемый по сопротивлению тела человека $R_ч$ и сопротивлению растекания тока от ступней $R_с$:

$$\beta = \frac{R_{м}}{R_{ч} + R_{с}} \qquad (4.28)$$

где $R_{ч} = 1000Ом$; $R_{с} = 1{,}5\rho_1$

Потенциал на заземлителе

$$U_{з} = \frac{U_{пр.доп}}{k_{п}} \qquad (4.29)$$

Напряжение заземляющего устройства:

$$R_{з.доп} = \frac{U_{з}}{I_{з}} \qquad (4.30)$$

Сопротивление сложного заземлителя, преобразованного в расчётную модель:

$$R_з = A\frac{\rho_э}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_э}{L_г + L_в} \quad (4.31)$$

где

$$A = (0{,}444 - 0{,}84\frac{l_в + t}{\sqrt{S}}) \quad \text{при} \quad 0 \le \frac{l_в + t}{\sqrt{S}} \le 0{,}1; \quad (4.32)$$

$$A = (0{,}385 - 0{,}25\frac{l_в + t}{\sqrt{S}}) \quad \text{при} \quad 0{,}1 \le \frac{l_в + t}{\sqrt{S}} \le 0{,}5; \quad (4.33)$$

$\rho_э$ - эквивалентное удельное сопротивление земли, Ом·м [табл.7.6 [4]];
$L_в$ - общая длина вертикальных заземлителей; t - глубина залегания ($t = 0{,}7$м).

Согласно:

$$К_п = \frac{0{,}69 \cdot 0{,}6}{\left(\frac{5 \cdot 525}{5\sqrt{60 \cdot 70}}\right)^{0{,}45}} = 0{,}16$$

Напряжение на заземлителе

$$U_з = \frac{400}{0{,}16} = 2500\text{В}$$

Сопротивление заземляющего устройства

$$R_{з.доп} = \frac{2500}{3613} = 0{,}69\text{Ом}$$

План преобразуем в расчётную схему (квадратную) со стороной:

$$\sqrt{S} = \sqrt{60 \cdot 70} = 65\text{м}$$

Число ячеек по стороне квадрата:

$$m = \frac{L_г}{2\sqrt{S}} - 1 \quad (4.34)$$

$$m = \frac{525}{2\sqrt{60 \cdot 70}} - 1 = 3{,}05$$

принимаем $m = 3м$
Длина полос в расчётной модели:

$$L_г^{'} = 2\sqrt{S}(m+1) \qquad (4.35)$$

$L_г^{'} = 2 \cdot 65 \cdot 4 = 520м$

Длина стороны ячейки:

$$в = \frac{65}{3} = 22м$$

Число вертикальных заземлителей по периметру контура:

$$И_в = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{l_в} \qquad (4.36)$$

$$И_в = \frac{65 \cdot 4}{5} = 52м$$

Общая длина вертикальных заземлителей:

$L_в = l_в \cdot И_в = 5 \cdot 52 = 260м$

Относительная глубина:

$\frac{l_в + t}{\sqrt{S}} = \frac{5 + 0{,}7}{65} = 0{,}09 \le 0{,}1$, тогда

$A = (0{,}444 - 0{,}84 \cdot 0{,}09) = 0{,}37$

по табл.76 [4] для $\rho_1 / \rho_2 = 2{,}5 \;\; a / l_в = 1$

$\frac{h_1 - t}{l_в} = 0{,}02$; $\rho_э = 1{,}03$

Общее сопротивление сложного заземлителя:

$$R_з = 0{,}37\frac{185{,}4}{64} + \frac{185{,}4}{520 + 260} = 1{,}3$$

Как видно $R_з > R_{з.доп}$

Необходимо применять меры для снижения $U_{пр}$ путём использования подсыпки гравия в рабочих местах слоем толщиной 0,2м, тогда $\rho = 3000$ Ом·м

$$\beta' = \frac{1000}{1000 + 1{,}5 \cdot 3000} = 0{,}18$$

$$k_п = \frac{0{,}69 \cdot 0{,}18}{\left(\frac{5 \cdot 525}{5 \cdot \sqrt{60 \cdot 70}}\right)^{0{,}45}} = 0{,}048$$

Подсыпка гравием не влияет на растекание тока с заземляющего устройства, так как глубина заложения заземлителей 0,7м больше толщины слоя гравия, поэтому соотношение ρ_1 / ρ_2 и значение М остаются неизменными.

Напряжение на заземлителе

$U_з = \frac{400}{0{,}048} = 8256{,}2В$, что меньше допустимого (10кВ).

Допустимое сопротивление заземлителя:

$$R_{з.доп} = \frac{8256{,}2}{3613} = 2{,}28 > 1{,}3 \qquad R_з < R_{з.доп}$$

Напряжение прикосновения:

$U_{пр} = k'_п I_з R_з = 0{,}048 \cdot 3613 \cdot 1{,}3 = 225{,}5В$, что меньше допустимого 400В.

Определим наибольший джопустимый ток, стекающий с заземлителей подстанции при однофазном КЗ:

$$I_{з.max} = \frac{U_{пр.доп}}{k_п R_з} = \frac{400}{0{,}048 \cdot 1{,}3} = 6410А.$$

При больших токах необходимо снижение $R_з$, за счёт учащения сетки полос или дополнительных вертикальных заземлителей.

5 Безопасность жизнедеятельности

5.1 Анализ условий труда

Подстанция является источником воздействия на окружающую среду, основными из которых являются: электромагнитное воздействие, радиопомехи, трансформаторы – источники шума и возможного загрязнения подземных вод маслом.

Эффект воздействия электромагнитного поля на биологический объект принято оценивать количеством электромагнитной энергии, поглощаемой этим объектом при нахождении его в поле. Электромагнитное поле принято рассматривать как состоящее из двух полей: электрического и магнитного. Электрическое поле возникает в электроустановках при наличии напряжения на токоведущих частях, а магнитное - при прохождении тока по этим частям.

При промышленной частоте допустимо считать, что электрическое и магнитное поля не связаны между собой, и поэтому их можно рассматривать отдельно. Предельно допустимые значения напряженности магнитного поля промышленной частоты могут возникать на поверхности проводов, которых касается работающий в установках 110 кВ только при работах под напряжением. Поэтому отрицательное действие на организм электромагнитного поля обусловлено электрическим полем.

Проблема защиты электрических установок от атмосферных перенапряжений весьма сложна и носит комплексный характер. Составными частями в нее входят вопросы защиты элементов электрической установки от поражения их прямыми ударами молнии и защиты изоляции от перекрытий и пробоев вследствие возникновения высоких импульсных напряжений на устройствах, защищающих элементы электрической установки от прямых ударов молнии. Фактическую основу защиты элементов электрических установок от поражения прямыми ударами молнии составляет устройство молниеотводов, то есть хорошо заземленных проводников, располагаемых выше, чем защищаемые элементы электрической установки.

Корпуса электрических машин, трансформаторов, светильников, аппаратов и другие металлические нетоковедущие части могут оказаться под напряжением при замыкании их токоведущих частей на корпус. Если корпус не имеет контакта с землей, прикосновение к нему также опасно, как и прикосновение к фазе. Если же корпус заземлен, то он окажется под меньшим напряжением , неопасным для человека. Допустимые параметры напряжения прикосновения и тока, проходящего через тело человека – 36 В и 6А соответственно. Данная подстанция заземлена по контуру, заземлители расположены на небольшом расстоянии друг от друга. Поля растекания заземлителей накладываются, и любая точка поверхности грунта внутри контура имеет значительный потенциал. Вследствие этого разность потенциалов между точками снижена и коэффициент прикосновения α_1 намного меньше единицы.

Для создания благоприятных условий труда производственное освещение должно отвечать следующим требованиям:

Освещенность на рабочем месте должна соответствовать характеру выполняемой работы по СНиПП-4-79 «Естественное и искусственное освещение. Общие требования»;

Яркость на рабочей поверхности и в пределах окружающего пространства должна распределяться по возможности равномерно;

Резкие тени на рабочей поверхности должны отсутствовать;

Освещение должно обеспечивать необходимый спектральный состав света для правильной цветопередачи;

Система освещения не должна являться источником других вредных факторов (шум и т.д.), а также должна быть электро- и пожаробезопасной.

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

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

К средствам защиты от поражения электрическим током относятся: оградительные устройства, устройства автоматического контроля и сигнализации, изолирующие устройства и покрытия, устройства защитного заземления и зануления, устройства автоматического отключения, устройства выравнивания потенциалов и понижения напряжения, устройства дистанционного управления, предохранительные устройства, молниеотводы и разрядники, знаки безопасности.

К средствам защиты от повышенного уровня статического электричества относятся: заземляющие устройства, нейтрализаторы, увлажняющие устройства, антиэлектростатические вещества, экранирующие устройства.

Работа в электроустановках опасна вследствие того, что человек может быть поражен электрическим током. Основой безопасной работы являются высокая техническая грамотность обслуживающего персонала, дисциплина и неуклонное выполнение ПТЭ и ПТБ.

5.2 Обоснование прожекторного освещения подстанции

Особенности работы подстанции высоких напряжений (110-220, В и выше) является то, что они обслуживаются оперативным персоналом круглосуточно. Кроме того подобные крупные подстанции занимают большую площадь и имеют высокую насыщенность территории энергетическим оборудованием, находящимся под высоким напряжением.

В связи с перечисленными выше факторами территорию крупных подстанций, в темное время суток, необходимо освещать при помощи группы прожекторов. Размещенных на территории подстанции так, чтобы она была освещена равномерно. Прожекторное освещение в этих случаях необходимо

как для безопасности работы и передвижения по территории подстанции, но также и для повышения производительности труда.

Подстанция имеет размеры 71х48,4 метра. На ее территории ОРУ классов напряжения 110, 10 кВ. А также ОПУ подстанции, два трансформатора мощностью 40 МВт, два трансформатора мощностью 10 МВт и ЗРУ-10 кВ. Для безопасности обслуживающего персонала и технологических нужд необходимо рассчитать прожекторное освещение территории, где расположены трансформаторы и автотрансформаторы и ОРУ всех классов напряжений.

Для более рационального использования территории подстанции совмещаем установку прожекторного освещения с молнезащитой подстанции, т. е. устанавливаем прожекторные мачты в точках установки молнеотводов.

На прожекторных мачтах будем устанавливать прожекторы серии ПЗС-45. Этот прожектор наиболее распространен и выпускается промышленностью серийно (технические характеристики приведены в таблице 5.1).

Прожектор ПЗС-45 заливающего света предназначен для освещения площадей, стадионов, фасадов зданий, строительных площадок, архитектурных памятников, территорий промышленных предприятий, карьеров, железнодорожных станций и других открытых пространств при стационарной установке на неподвижных объектах.



Рисунок 5.1 – Прожектор ПЗС-45

Корпус выполнен из листовой стали

Для покрытия корпуса применяется атмосферостойкая эмаль

Предусмотрен стеклянный отражатель (диаметр 45 см)

Рассеиватель из термостойкого силикатного защитного стекла

Предусмотрена прокладка из кремнийорганической резины

Напряжение питания 220В, 50Гц

Потребляемая мощность 1000Вт

Угол поворота в вертикальной плоскости вверх/вниз, град. Не менее 90/45˚

Габаритные размеры,

Лампа накаливания серии: Е40, ЛОН 250

Степень защиты IP44.

Таблица 5.1- Техническая характеристика прожектора

Тип прожек-а	Тип линии	max сила света, кд	Угол рассеяния		Размеры, мм			Масс кг
			В гориз-й плос-и	В вертик плоскости	Высо-та	Шири-на	Дли-на	
ПЗС-45	Г220-1000	130	26	24	730	600	380	21
	Г220-1500	225	25	26				
	ДРЛ-700	30	100	100				
	ДРЛ-400							

Высота установки, по «Минимально допустимой высоте установки прожекторов и светильников прожекторного типа» [2], прожектора типа ПЗС-45 с лампой Г220-1000 равна:

$H_{мин1} = 6м$ или $H_{мин2} = 7м$

При окончательном выборе высоты установки прожекторов, кроме фактора слепимости, учитываются еще и местные условии, например наличие высотных объектов, на которых можно установить прожекторы, а также условия тенеобразования, необходимые соотношения значений вертикальной и горизонтальной освещенности и, самое главное, протяженность освещаемого пространства.

При изменении угла наклона прожектора (угла между направлением оптической оси прожектора и горизонтом) значительно изменяются освещенность, форма и площадь светового пятна.

Коэффициент использования светового потока в случае когда угол наклона прожектора θ, превышает половину угла рассеяния в вертикальной плоскости ($\theta \rangle \beta_b$) будет наибольшим. Так как весь световой поток прожектора в пределах угла рассеяния попадает на освещаемую поверхность.

Угол наклона прожектора, при котором площадь, ограниченная кривой одинаковой заданной освещенности, имеет максимальное значение, является наивыгоднейшим. Определить этот угол можно путем измерения и сравнения площади светового пятна, при различных углах наклона прожектора.

Значения $ЕН^2$, соответствующее наивыгоднейшим углам наклона прожектора [2].

Решающими факторами, определяющими выбор угла прожекторов, являются расстояние от прожекторной мачты до освещаемого участка территории и практически возможная высота установки прожекторов.
В нашем случае расстояние от прожекторной мачты до освещаемого участка территории колеблется от 10 до 70 метров, а высота установки прожекторов $H = 7м$ U, следовательно, примем для рассмотрения углы наклона прожектора:

$\theta_1 = 8^o$, $\theta_2 = 10^o$, $\theta_3 = 12^o$, $\theta_4 = 14^o$, $\theta_5 = 16^o$, $\theta_6 = 20^o$.

5.3 Расчет прожекторного освещения

На освещаемой территории намечаем (руководствуясь планировочными и светотехническими соображениями) возможные места размещения прожекторных мачт, затем выясним возможность установки прожекторов на высотных сооружениях, если они имеются на освещаемой территории.

В виду того, что на подстанции единственными высотными сооружениями являются молниеотводы, поэтому в точках установки молниеотводов устанавливаем прожекторные мачты, а уже на них устанавливаем молниеотводы (что улучшит молниезащиту подстанции).

Принимаем для места установки прожекторных мачт места установки молниеотводов М-4, М-8, М-12, М-18, М-22, М-25:

ОРУ-110 кВ освещается с мачт М-4, М-8, М-12;

ОРУ-35 кВ освещается с мачт М-18, М-22, М-25;

1АТ и 2АТ освещается с мачт М-12, М-18;

1Т и 2Т освещается с мачт М-18, М-25;

Для того чтобы выяснить сколько прожекторов установлено рассчитать изолюксы, с учетом высоты установки прожектора H и углов наклона θ. Из них выбираем наиболее подходящую к моему варианту и изготавливаем по ней шаблон. Далее применяя шаблоны намечаем наиболее выгодное их расположение, для освещения подстанции. Желательно добиться полного (без пропусков) перекрытия всей освещаемой площади и избегать излишнего перекрытия одного светового пятна другим. Шаблоны для удобства изготавливаем из кальки.

При вычислении изолюкс следует иметь ввиду, что освещенность, соответствующая этой кривой, должна быть равна:

$$e = E \cdot k / 2, \qquad (5.1)$$

где E - требуемая освещенность данной территории;

k -коэффициент запаса.

В данном случае принимается $E_н$=2лк, но так как невозможно добиться полного перекрытия освещаемой территории, то для расчета изолюкс берем $E'_н = 2лк$.

Следовательно расчет координат точек через которые проходить изолюксы производятся по следующим данным: $E_{if,} = 2.25$лк, Н=7м.$\theta_1=8^0$,

$$\Theta_2=10^0,\ \theta_3=12^0,\ \theta_4=14^0,\ \theta_5=16^0,\ \theta_6=20^0.$$

Изолюксы рассчитываются для прожектора типа ПЗС-45 с лампой 1000вТ 220в.

Расчет производится при помощи графика [7] таблиц [2] и ведется в следующем порядке:

1) задаются значения x и x/n, после этого определяются коэффициенты ξ,ρ и ρ^3 и полученные данные заносятся в таблицу 5.3.

2) По формуле определяется для каждого значения θ_i величину относительной освещенности и записывается это все в таблицу.

$$\varepsilon = E_{\text{шаб.}} \cdot H^2 \cdot \rho^3, \qquad (5.2)$$

3) По графику «Изолюксы на условной плоскости для прожектора типа ПЗС-45 с лампой 1000Вт, 220В» [7],по значениям ξ и ε находится η.

4) Рассчитывается координата У

$$Y = \eta \cdot \rho \cdot H, \qquad (5.3)$$

5) В масштабе строятся изолюксы $\theta_1=8^0$,$\Theta_2=10^0$, $\theta_3=12^0$, $\theta_4=14^0$, $\theta_5=16^0$, $\theta_6=20^0$.Этот алгоритм одинаков для всех значений углов θ_i, поэтому результаты расчета сводятся в таблицу 7.3

Таблица 5.3- Сводные данные изолюкс для различных углов наклона θ прожектора ПЗС-45

x/H	X	θ	ξ	ρ	ρ^3	ε	η	y
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	7	8	0.75	1.13	1.42	157	-	-
		10	0.7	1.16	1.54	170	-	-
		12	0.63	1.19	1.60	183	-	-
		14	0.6	1.21	1.77	195.1	-	-
		16	0.56	1.24	1.9	208	-	-
		20	0.47	1.28	2.1	231.5	-	-
2	14	8	0.34	2.1	9.8	1047	0.62	9.11
		10	0.3	2.1	9.8	1080	0.586	8.61
		12	0.25	2.2	10	1100	0.61	9.39
		14	0.23	2.2	10	1103	0.612	9.42
		16	0.13	2.2	11	1213	0.595	9.13
		20	0.12	2.2	11	1213	0.593	9.13
3	21	8	0.19	3.1	30	3308	0.32	6.94
		10	0.15	3.1	30	3308	0.349	7.57
		12	0.12	3.1	31	3420	0.35	7.6
		14	0.08	3.2	31	3418	0.369	8.27
		20	0,05	3,2	32	3530	0,369	8,27

4	28	8	0,11	4,1	68	7500	0,26	7,46
		10	0,07	4,1	69	7607	0,273	7,84
		12	0,04	4,1	70	7718	0,281	7,06
		14	0	4,1	70	7700	0,284	8,15
		16	0,04	4,1	70	7700	0,281	8,07
		20	0,11	4,1	68	7500	0,261	7,49
4,5	31,5	8	0,08	4,6	97	10700	0,246	7,92
		10	0,05	4,6	98	10804	0,256	8,24
		12	0,01	4,6	98	10804	0,261	8,4
		14	0,03	4,6	98	10800	0,259	8,34
		16	0,06	4,6	97	10700	0,253	8,15
		20	0,13	4,6	95	10470	0,225	7,25
5	35	8	0,06	5,1	132	14500	0,238	8,5
		10	0,03	5,1	132	14553	0,248	8,85
		12	0,01	5,1	132	14553	0,25	8,93
		14	0,05	5,1	132	14500	0,24	8,57
		16	0,09	5,0	130	14300	0,23	8,05
		20	0,15	5,0	128	14100	0,187	6,55
5,5	38,5	8	0,04	5,6	173	19000	0,23	9,02
		10	0,01	5,6	174	19200	0,235	9,21
		12	0,03	5,6	174	19200	0,229	8,98
		14	0,07	5,6	173	19000	0,222	8,702
		16	0,1	5,6	172	19000	0,209	8,19
		20	0,17	5,5	167	18400	0,137	5,27
6	42	8	0,03	6,1	225	24800	0,218	9,31
		10	0,01	6,1	225	24800	0,22	9,39
		12	0,05	6,1	225	24800	0,212	9,05
		14	0,08	6,1	222	24500	0,2	8,54
		16	0,12	6	220	24300	0,17	7,14
		20	0,19	6	213	23500	-	-
7	49	8	0	7,1	350	38600	0,2	9,94
		10	0,04	7,7	353	38900	0,188	9,34
		12	0,07	7	350	38600	0,168	8,23
		14	0,11	7	345	38000	0,124	6,08
		16	0,14	7	343	38000	0,002	0,01
7.5	52.5	8	0,01	7,6	430	47400	0,182	9,68
		10	0,04	7,6	432	47600	0,168	8,94
		12	0,08	7,5	425	46900	0,132	6,93
		14	0,11	7,5	429	46900	-	-
		16	0,15	7,5	415	45800	-	-
8	56	8	0,02	8,1	520	57300	0,155	8,79
		10	0,05	8,1	520	57300	0,137	7,77
		12	0,09	8	515	56800	0,079	4,424
		14	0,12	8	512	56500	-	-
8,5	59,5	8	0,03	8,6	625	69000	0,118	7,1
		10	0,06	8,5	625	68900	0,089	5,3
		12	0,1	8,5	620	68400	-	-
9	63	8	0,03	9	740	82000	0,053	3,34
		10	0,07	9	735	81000	-	-
9,5	67,5	8	0,04	9,5	860	95000	-	-

Лучшими вариантами являются углы наклона прожектора $\theta_1=8^0$,$\Theta_2=10^0$, $\theta_3=12^0$. По ним построим шаблонные графики на рисунке 5.1 Графики

построим в том-же масштабе в котором представлен план подстанции (1:1500). Для шаблона выбираем вариант, где $\theta_1=8^0$. Вырезав необходимое количество шаблонов из кальки и накладывая их к местам установки прожекторных мачт выявляем оптимальное расположение прожекторов, а также количество прожекторов на каждой прожекторной мачте наиболее оптимальных .

Но при компановке изолюкс необходимо учитывать. Что при малом угле θ в близи мачты образуется «мертвое пространство» в пределах расстояния от мачты $X_{мп}$, расчитываемого по формуле:

$$X_{мп} = H \cdot ctg(\gamma - \theta) \qquad (5.4)$$

где γ-защитный угол прожектора (для прожекторов с лампами накаливания – около 45^o)

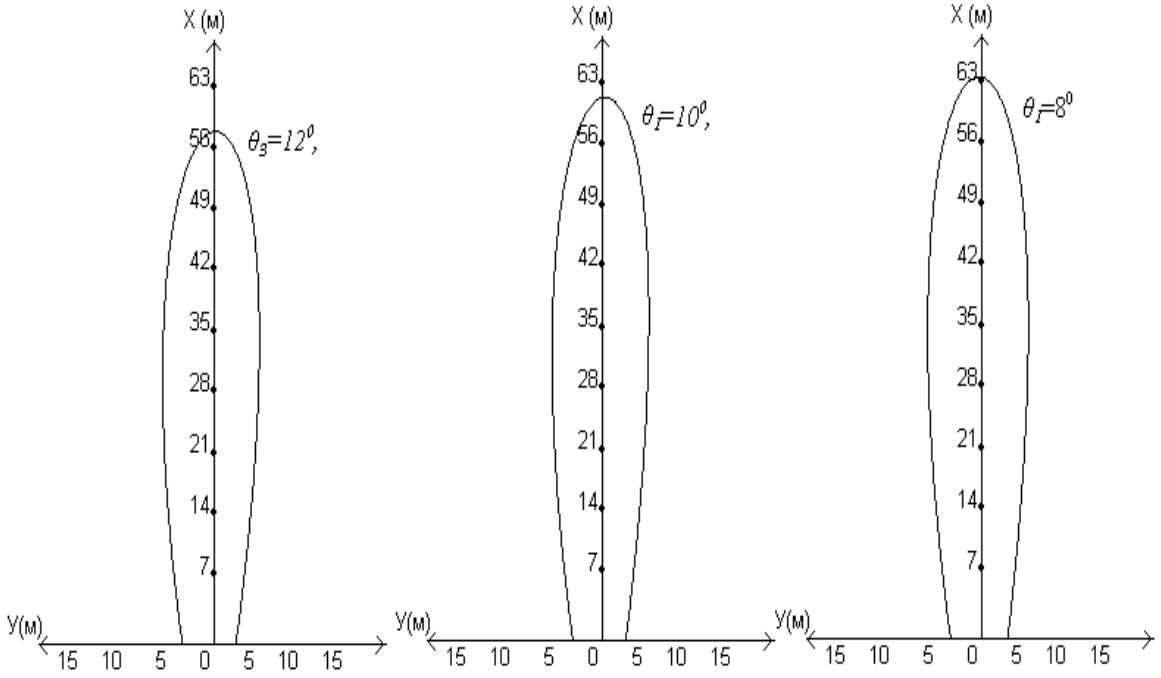


Рисунок 5.2-Шаблонные графики для различных углов наклона прожектора

$$X_{мп} = 7 \cdot ctg(45° - 8°) = 7 \cdot ctg \cdot 37° = 7 \cdot 1{,}33 = 9{,}29 \text{ м}$$

Расположив изолюксы на плане подстанции видно сколько установлено прожекторов на каждой прожекторной мачте:

на мачте ПМ-1 (м- 4) установливаем 4хПЗС-45,

на мачте ПМ-2 (м-12) установливаем 6хПЗС-45,

на мачте ПМ-3 (м- 8) установливаем 7хПЗС-45,

на мачте ПМ-4 (м-18) установливаем 6хПЗС-45,

на мачте ПМ-5 (м-25) установливаем 6хПЗС-45,

на мачте ПМ-6 (м-22) установливаем 2хПЗС-45.

На подстанции устанавливаем тридцать один прожектор серии ПЗС-45. Следовательно общая мощность прожекторов равна 31кВ. В виду того, что при компоновке изолюкс на плане подстанции остаются «затемненные участки» произведем расчет в этих местах по минимальной освещенности ($E_н$=2лк)

Определяем освещенность в проверяемой точке от прожектора ПЗС-45 с лампой 1000 Вт, установленного на высоте 7м при $\theta_1=8^0$.

1. Освещенность в точке Т-1 (освещение от прожектора на ПМ-1) Координаты точки Т-1: *x*=46 м, *y*=10 м. Отсюда:

$$\frac{x}{н}=\frac{46}{7}=6{,}57\approx 6{,}5$$

и зная параметры *x/н* и θ по «Значениям ξ, ρ и ρ^3 для расчета прожекторного освещения» [2] находим $\xi=0{,}02$, $\rho=6{,}6$ и $\rho^3=284$ по формуле (5.2) находим:

$$\eta=\frac{y}{\rho\cdot H}=\frac{10}{6{,}6\cdot 7}=0{,}218,$$

а в соответствии с «Изолюксами на условной плоскости» [7] $\varepsilon=30000$лк отсюда по выражению (5.1) находим:

$$E=\frac{\varepsilon}{\left(\rho^3\cdot H^2\right)}=\frac{30000}{(284\cdot 49)}=2{,}16\,\text{лк},$$

что подходит по условию

$$E_{Ti}\geq E_{min}\,(2{,}16\geq 2).$$

2. Оснащенность в точке Т-2 (освещение от ПМ-2) координаты точки Т-2, *x*=60 м, *y*=7 м. Отсюда

$$\frac{x}{H}=\frac{60}{7}=8{,}57\approx 8{,}5$$

и по [2] находим параметры $\xi=0{,}03$, $\rho=8{,}6$ и $\rho^3=625$ по формуле (5.3) находим:

$$\eta=\frac{y}{\rho\cdot H}=\frac{7}{8{,}6\cdot 7}=0{,}116,$$

а в соответствии с [7] а в соответствии с «Изолюксами на условной плоскости» [7] $\varepsilon = 70000$ лк отсюда по выражению (5.1) находим:

$$E = \frac{\varepsilon}{\left(\rho^3 \cdot H^2\right)} = \frac{70000}{(265 \cdot 49)} = 2{,}27 \text{ лк},$$

что подходит по условию $E_{Ti} \geq E_{min} (2{,}27 \geq 2)$.

3. Оснащенность в точке Т-3 (освещение от ПМ-2)
координаты точки Т-3, *x*=36 м, *y*=8,6 м. Отсюда

$$\frac{x}{H} = 5$$

и по [2] находим параметры $\xi = 0{,}06$, $\rho = 5{,}1$ и $\rho^3 = 132$ по формуле (5.3) находим:

$$\eta = \frac{y}{\rho \cdot H} = \frac{8{,}6}{5{,}1 \cdot 7} = 0{,}241,$$

а в соответствии с [7] а в соответствии с «Изолюксами на условной плоскости» [7] $\varepsilon = 12800$ лк

отсюда по выражению (5.2) находим:

$$E = \frac{\varepsilon}{\left(\rho^3 \cdot H^2\right)} = \frac{12800}{(132 \cdot 49)} = 1{,}98 \approx 2 \text{ лк},$$

что подходит по условию $E_{Ti} \geq E_{min} (2 \geq 2)$.

Расчеты освещенности E_{Ti} в остальных проверяемых точках производятся аналогично расчетам приведенным выше№ поэтому результаты расчетов сведем в таблицу 5.4

Таблица 5.4 Значения освещенности в проверяемых точках.

Ti	x	y	x/H	ξ	ρ	ρ^3	η	ε	E
Т-1	46	10	6,5	0,02	6,6	284	0,218	30000	2,16
Т-2	60	7	8,5	0,03	8,6	625	0,116	70000	2,27
Т-3	36	8,6	5	0,06	5,1	132	0,241	12800	1,98
Т-4	26,7	8	4	0,11	4,1	68	0,27	7000	2,1
Т-5	62	7	9	0,03	9	740	0,11	72000	1,99
Т-6	60	7,5	8,5	0,03	8,6	625	0,125	68000	2,22
Т-7	50	9,9	7	0	7,1	350	0,2	38000	2,21
Т-8	57,3	8,66	8	0,02	8,1	520	1,53	54000	2,11

По таблице 5.4 видно, что освещенность в проверяемых точках удовлетворяет условию $E_{Ti} \geq E_{min}$. Следовательно данное распоряжение прожекторов на территории подстанции создает необходимое освещение на территориях ОРУ-110 кВ, ОРУ-35 кВ, РУ 10 кВ и в местах установки трансформаторов и автотрансформаторов.

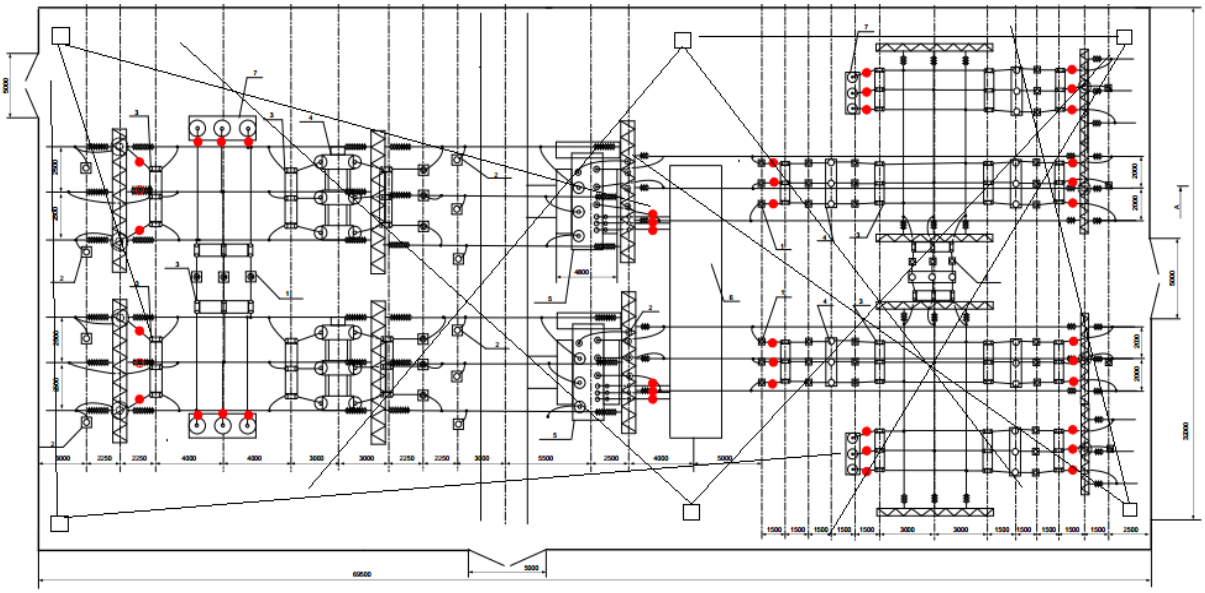


Рисунок 5.3– Схема схема прожекторного освещения ОРУ 110 кВ

Данное количество прожекторов обеспечивают нормируемую освещенность на ОРУ подстанции Геологострой. Схема расположения прожекторных мачт приведена на рисунке 5.2.

6 Технико-экономическое обоснование модернизации электрических сетей 110 кВ

Целью разработки проекта является модернизация электрических сетей 110 кВ г. Алматы. Целью технико-экономического обоснования является расчет эффективности модернизации подстанции 110/10 кВ ПС 43А «Южный», для организации надежного и бесперебойного электроснабжения потребителей данного района в транзите ПС 7А – ПС 131А

6.1 Анализ рынка сбыта

Предполагается, что строительство ПС 110/10 кВ увеличит передачу электроэнергии заводу, за счет снижения потерь в линиях и сетевом оборудовании, вызванных физическим износом оборудования, а так же за счет сведения на минимум потерь от недоотпуска электроэнергии.

Расчетный период включает в себя время строительства подстанции, период временной эксплуатации и годы с режимом нормальной эксплуатации до окончательного физического срока службы основного энергетического оборудования ПС.

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

6.2 Организация предприятия и трудовые ресурсы

На подстанции и ЛЭП устанавливается современное высокоавтоматизированное оборудование, что обеспечивает высокий уровень надежности электроснабжения.

Установка оборудования, арматуры и токопроводов выполняется силами персонала подстанции. Особо сложные ремонтные работы выполняются с привлечением персонала специализированных ремонтных организаций. В ТОО «АлматыЭнергоСбыт» численность работников составляет 5 человек со среднемесячной заработной платой 130000 тенге.

Подстанция предназначена для передачи электроэнергии. Этот технологический процесс является безотходным и не сопровождается вредными выбросами в атмосферу. Территорию под площадку подстанции при первоначальном строительстве выбрали с учетом минимального ущерба окружающей среде.

Учитывая, что площадка подстанции удалена от жилой застройки и рассчитанные уровни шума, издаваемого работающими трансформаторами, менее допустимых 45 децибел, специальные мероприятия по защите от шума трансформаторов не предусматривается.

Для исключения загрязнения территории вокруг подстанции, при аварийном выбросе трансформаторного масла и предотвращения

распространения пожара, предусматривается сооружение под силовыми трансформаторами маслоприемников, закрытых маслопроводов из железобетонных конструкций и подземного металлического маслоуловителя. Очистка маслоуловителя от масла и скапливающихся дождевых вод предусматривается откачкой их в емкость «цистерну» с вывозом в места, согласованные с органами санитарной охраны.

Экологическая ситуация в районе размещения электросети находится в пределах установленных санитарных норм.

Строительство подстанции и прилегающих сетей не приведёт к ухудшению экологической ситуации в районе.

6.3 Расчет технико-экономических показателей

При определении капиталовложений в проект учитывается мощность и тип трансформаторов, устанавливаемых на подстанции, а также стоимость всего устанавливаемого оборудования. В данном случае тип трансформаторов – ТРДН 40кВА, количество трансформаторов -2. Капиталовложения в строительство подстанции предусматривают покупку нового оборудования, строительные работы, монтажи и прочие затраты.

Таблица 6.1. - Капиталовложения на строительство подстанции

Объект	Напряжение, кВ	Капиталовложения, млн. тенге				
		Строительные работы	Монтаж	Оборудование	Прочие затраты	Итого
ПС	110/10	27,192	14,133	105,221	8,553	155,099

Постоянная часть затрат $К_{пост}$=35,419 млн. тенге {8}

Суммарные капиталовложения на сооружение подстанции составляют:

$$К_{П/СТ} = 155{,}099 + 35{,}419 = 190{,}518 \text{млн.тенге},$$

При определении стоимости сооружения воздушной линии электропередачи учтены следующие показатели: напряжение – 10 кВ, тип опор − железобетонные, сечение проводов – 218 мм².

Затраты на сооружение линии можно определить исходя из стоимости 1 км воздушной линии:

$$К_{ЛЭП} = К_{уд} \cdot L,$$

где $К_{уд}$ - удельные капиталовложения на сооружение ЛЭП, учитывающие затраты на провод, опоры, строительно-монтажные работы и т.п.;

L - протяженность линии, км.

Таблица 6.2 - Капиталовложения в сооружение линии электропередачи

Линия	Протяженность линии, км	Стоимость за один км. длины линии, млн. тенге	Общая стоимость линии, млн. тенге (с учетом монтажных работ)
ВЛ 110 кВ	22,48	1,125	25,348

Общие капитальные вложения в строительство составляют вложения на строительство и сооружение линии электропередачи:

$$К_{ЭС} = К_{ПС/Т} + К_{ЛЭП},$$

$$К_{ЭС} = 190{,}518 + 25{,}348 = 215{,}866 \text{млн.тенге}.$$

Ежегодные издержки производства подстанции и прилегающих сетей связаны с затратами на содержание подстанции, распределительных устройств и линий электропередач.

Расчет годовых эксплуатационных расходов ($И_{общ}$) рассчитывается по формуле:

$$И_{общ}=И_а+И_{з.п}+И_{е.с.н.}+И_м+И_н,$$

где $И_а$ - амортизационные отчисления (нормы амортизационных отчислений для отрасли – 5-10%);

$И_{з.п}$ - общий фонд оплаты труда;

$И_{е.с.н.}$ - единый социальный налог, составляющий 11% от разницы между $И_{з.п}$ и перечислением пенсионных взносов в накопительный пенсионный фонд $И_{п.ф}$: $И_{е.с.н.} = (И_{з.п} - И_{п.ф}) 0{,}11$;

$И_м$ - материальные затраты и запасные части (при отсутствии данных принять 0,5% от капитальных вложений);

$И_н$ - накладные расходы (или косвенные расходы – управленческие, хозяйственные, затраты за обучение кадров, транспортные расходы). Обычно это 12÷15 % от суммы всех издержек.

Годовые издержки на амортизацию составит:

$$И_а = 0{,}1215{,}86 = 21{,}58 \text{ (млн.тг)}$$

Годовые издержки на оплату труда составит:

$$И_{з.п.} = 5 \cdot 130000 \cdot 12 = 7{,}80 \text{ (млн.тг)}$$

Годовые издержки на единый социальный налог составит

$$И_{е.с.н.} = (7,8 - 0,1 \cdot 7,8) \cdot 0,11 = 1,52 \ (млн.тг)$$

Годовые издержки на материальные затраты составит:

$$И_{М} = 0,005 \cdot 215,86 = 1,22 \ (млн.тг)$$

Годовые издержки на накладные расходы составит:

$$И_{н.} = 0,15 \cdot (21,58 + 7,8 + 1,52 + 1,12) = 8,803 \ (млн.тг)$$

Тогда:

$$И_{общ} = 21,58 + 7,80 + 1,52 + 1,12 + 8,803 = 40,823 (млн.тг)$$

Определение себестоимости передачи электроэнергии.

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

$$S = \frac{И_{общ}}{Э},$$

где $И_{общ}$ - суммарные издержки;

Э - объем отпущенной электроэнергии, кВт·ч:

$$Э = n \cdot P \cdot \cos\varphi \cdot К_{З} \cdot T_{max},$$

где n – количество трансформаторов на подстанции;

$К_{З}$ – коэффициент загрузки трансформаторов;

$\cos\varphi$ – коэффициент мощности;

T_{max} – число часов максимума нагрузки.

$$Э = 2 \cdot 63 \cdot 0,85 \cdot 0,7 \cdot 5800 = 434,82 млн.кВт \cdot ч,$$

Определим себестоимость:

$$S = \frac{40,823}{434,82} = 0,1 тенге / кВт \cdot ч,$$

Расчет чистой прибыли.

Полная себестоимость передачи электроэнергии по сетям энергосистемы складывается из стоимости энергии энергопроизводящей

организации (6,36тенге), тарифа на передачу по сетям АО «АЖК» (2,5тенге), тарифа районной электросетевой компании (5,5тенге) и себестоимости передачи энергии по сетям ТОО «АлматыЭнергоСбыт».

$$T_{ТОО"АлматыЭнергоСбыт"} = S_{перед} + 0{,}15 \cdot S_{перед},$$

$$T_{ТОО"АлматыЭнергоСбыт"} = 0{,}1 + 0{,}15 \cdot 0{,}1 = 0{,}115 \text{ тенге / кВт} \cdot \text{ч.}$$

Средний тариф на электроэнергию в г. Талгар составляет 14,36 тенге/кВт·ч. Тариф на электроэнергию ТОО “АлматыЭнергоСбыт” принимается равным 14,245 тенге/кВт·ч. Тогда разница составит 14,36–14,245=0,115 тенге/кВт·ч.

Прибыль рассчитываем по формуле:

$$П=0{,}15 \cdot S \cdot Э=0{,}15 \cdot 0{,}115 \cdot 434{,}82=32{,}233 \text{ млн.тенге}$$

Чистая прибыль с учетом 20% налога на прибыль составит:

$$ЧП = 32{,}233 \cdot 0{,}8 = 27{,}18 \text{ млн.тенге};$$

Денежный поток определяется по формуле:

$$CF = ЧП + И_{АМ},$$

$$CF = 27{,}18 + 21{,}58 = 48{,}76 \text{ млн.тенге}.$$

6.4 Показатели финансово-экономической эффективности инвестиций

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

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

где I_0 – инвестиции в данный проект,(215,86 млн. тг)

CF_t – поток наличности,(48,76 млн. тг,)

r – ставка дисконтирования,(15% от банковского процента)

t – время реализации проекта, год.

Расчет ведется до первого положительного значения NPV, т.е. до 6-го года (таблица 6.6). NPV больше нуля, следовательно, при данной ставке дисконтирования проект является выгодным для предприятия, поскольку генерируемые 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:

$$NPV = 0 \rightarrow при \rightarrow IRR = r$$

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 $r = 15\%$ банковского процента.

Остальные значения рассчитываются аналогично и заносятся в таблицу 6.3

Таблица 6.3 - Расчет NPV и IRR

Год	Денежный поток CF, млн.тг	$1/(1+r)^n$	Текущая стоимость, млн. тенге
0	-215,86	1	-215,86
1	-48,76	0,869	-168,14
2	-48,76	0,756	-124,89
3	-48,76	0,658	-87,24
4	-48,76	0,572	-54,52
5	-48,76	0,495	-26,2
6	-48,76	0,430	-4,6
7	-48,76	0,375	22,88

Из приведенных расчетов видно, что срок окупаемости инвестиций составит около 7 лет, что является эффективным.

$$PV=48,76\cdot0,869+48,76\cdot0,756+48,76\cdot0,658+48,76\cdot0,572+48,76\cdot0,495+$$
$$+48,76\cdot0,430+48,76\cdot0,375=202,5$$

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

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

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.

$$PI = \sum_{t=1}^{n} \frac{PV/(1+r)^t}{K_0} = \frac{202,5/0,37}{215,,86} = 2,5.$$

Так как PI>1, то проект следует принять. Технико – экономическое обоснование строительства подстанции 110/10 кВ показало, что необходимые суммарные капиталовложения, составляющие 215,86 млн. тенге, дисконтированной стоимости, составляющей 215,86 млн. тенге окупятся за 7 лет, т.е. строительство можно считать экономически целесообразной.

Заключение

В данном дипломном проекте было рассмотрено развитие сетей 110 кВ г.Алматы. Проведен анализ существующей сети и обзор основных проблем электрических систем. Проведен обзор технических характеристик современных композитов, изучены их преимущества.

Рассмотрен вариант возможной замены существующих проводов на линии 110 кВ на современные композиты и сделаны проверочные расчеты различных режимов работы электрической сети 110 кВ с помощью программы ПВК АНАРЭС-2000. На этапе до 2017 г. рекомендовано усиление электрических сетей города путем реконструкции существующих ВЛ 110 кВ №109А/102А/105А/120АИ с заменой головных участков на большее сечение, что позволит обеспечить нормальную загрузку сети и допустимые уровни напряжения в нормальных и послеаварийных режимах.

На примере подстанции ПС-102А проведен расчет токов короткого замыкания, по которым выбрано основное оборудование (выключатели, разъединители, ограничители перенапряжения и т.п.) на рассматриваемую подстанцию. Разработана принципиальная схема подстанции с учетом замены оборудования.

В работе рассмотрен раздел безопасности жизнедеятельности с обоснованием и расчетом прожекторного освещения подстанции.

Проведены расчеты технико-экономических показателей и определена финансово-экономическая эффективность инвестиций.

Список использованной литературы

1. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей ВУЗов. Под редакцией В.М.Блок. Москва: Высшая школа, 1990.

2. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть станций и подстанций. Москва: Энергия, 1976.

3. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электрических станций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. Москва: Энергоатомиздат, 1989.

4. Правила устройства электроустановок (ПУЭ) 6-е издание. Москва: Энергоатомиздат, 1985.

5. Правила устройства электроустановок, Седьмое издание, М., 2002.

6. Правила устройства электроустановок Республики Казахстан. Алматы, 2007.

7. Опалева Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения. Справочник. М., 2008.

8. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. Москва: Энергоатомиздат, 1989.

9. А.А.Федоров «Справочник по электроснабжению и электрооборудованию» (в двух томах, М.: Энергоатомиздат, 1987г.).

10. Электрические аппараты высокого напряжения/ Под редакцией Г. Н. Александрова.-Л.:Энергоатомиздат,1989.-344с.

11. Соколов С.Е. Методические указания к выполнению выпускной работы бакалавров для студентов специальности 050718 Электроэнергетика, Электрические станции. Электрические сети и системы. Алматы, 2008.

12. Работы учебные. Фирменный стандарт. ФС РК 10352-1910-У-е-001-2002. АИЭС, 2002.

13. Дюсебаев М.К. Безопасность жизнедеятельности. Методические указания к выполнению раздела в дипломных проектах для студентов всех форм обучения. – Алматы: АИЭС, 2003.

14. Санатова Т.С., Абдимуратов Ж.С., Безопасность жизнедеятельности. Методические указания к выпускной работе для студентов всех форм обучения специальности 050718 – Электроэнергетика.–Алматы: АИЭС, 2008.

15. СНиП 23.05-95. Естественное и искусственное освещение. –М.: с.Минстрой, 1995, 35 с.

16. Долин П. А. Основы техники безопасности в электроустановках. – М.:Энергоатомиздат, 1984. 408с.

17. Баклашов Н.И., Китаева Н.Ж., Терехов Б.Д. Охрана труда на предприятиях связи и охрана окружающей среды. М., 1989.