МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

кафедра Электрические станции сети и системы

«Допущен к защите»

Заведующий кафедрой к.т.н доцент Уйбетинов Е.К
(Ф.И.О., ученая степень, звание)

_____ «_____»_____20__ г.
(подпись)

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: „Проектирование п/ст Жанаозен 110/35/10 кВ для развития района в Актюбинской области"

Специальность 5В071800 „Электроэнергетика"

Выполнил (а) Нурлашева А.Т ЭС-12-2
(Фамилия и инициалы) группа

Научный руководитель доцент Терлецкова М.А
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Консультанты:
по экономической части:
к.э.н доцент Ванчева Л.Ш.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «26» мая 2016 г.
(подпись)

по безопасности жизнедеятельности:
д.т.н, профессор Рысбаев М.К
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «31» января 2016 г.
(подпись)

Нормоконтролер: ст.пр. Соколова Н.С
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «07» 06 2016 г.
(подпись)

Рецензент: к.т.н Байсенова Г.С
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «_____»_____20__ г.
(подпись)

Алматы 2016 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

Факультет Электроэнергетический
Специальность 5В07 18 00 - Электроэнергетика
Кафедра Электрические станции, сети и системы

ЗАДАНИЕ
на выполнение дипломного проекта

Студент Нурлашева Аягуль Таштаровна
(фамилия, имя, отчество)

Тема проекта "Проектирование п/ст Таштагул 110/35/10 кВ для развития района в Алматинской области"

утверждена приказом ректора № 148 от «19» октября 2015 г.
Срок сдачи законченной работы «7» 06 (июня) 2016 г.

Исходные данные к проекту требуемые параметры результатов проектирования (исследования) и исходные данные объекта

1. Электрическая схема Алматинской области 110 кВ и выше;
2. Сведения о нагрузках;
3. Параметры линий;
4. Данные о трансформаторах.

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

1. Анализ состояния района и постановка задачи;
2. Расчет режимов существующих сетей;
3. Расчет режимов работы рассматриваемого участка сети с учетом ввода ПС "Таштагул" - II вар;
4. Расчет режимов работы рассматриваемого участка сети с учетом ввода ПС "Таштагул" - II вар;
5. Анализ полученных данных;
6. Безопасность жизнедеятельности;
7. Экономическая часть.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

1. Карта-схема электрических сетей 110кВ рассматриваемого участка энергосистемы области;
2. Электрическая схема рассматриваемого участка существующей сети - рисунок 2.2;
3. Схема замещения рассматриваемого участка существующей электрической сети - рисунок 2.3;
4. Карта-схема рассматриваемого участка сети с учетом ввода ПС «Талантуз» I вариант - рисунок 3.1;
5. Электрическая схема рассматриваемого участка с учетом ввода новой ПС «Талантуз» I вар - рисунок 3.2;
6. Схема замещения рассматриваемого участка с учетом ввода ПС «Талантуз» I вар. - рисунок 3.3.

Рекомендуемая основная литература

1. Справочник по электрическим сетям 110 - 1150 кВ. Под ред. В.А. Мамаров - М: Высшая школа, 2005.
2. Г.Ю. Сеницков, Н.А. Понамарева, Методические указания к организационно-экономической части дипломных проектов. - Ч.1 - Р.ос. ЮУрГУ, Технол. ун-т, Новочеркасск: ЮУрГУ, 2005 - 35с.
3. Правила устройства электроустановок. Регулирование Казахстан (ПУЭ), 2015.
4. Герасименко А.А. Передача и распределение электроэнергии: учеб. пособие. - Ростов-на-Дону: Феникс, 2006.

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
ОЗЖД	Джасбаев М.Б.	01.02 - 01.06	
Экономическая часть	Валиева Л.Ш.	23.02 - 26.05	
Нормоконтроль	Соколова И.С	01.06 - 07.06	

ГРАФИК
подготовки дипломного проекта

№ п/п	Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления руководителю	Примечание
1.	Сбор материалов;	4.01.16 —	
		— 15.01.16	
2.	Анализ состояния района и постановка задачи;	18.01.16 —	
		— 29.01.16	
3.	Расчетная часть в программе RASTR;	1.02.16 —	
		— 15.04.16	
4.	Анализ полученных данных	18.04.16 —	
		— 6.06.16	
5.	Безопасность жизнедеятельности	9.05.16 —	
		— 20.05.16	
6.	Экономическая часть	23.05.16 —	
		— 28.06.16	

Дата выдачи задания «19» октября 2015 г.

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

Руководитель _____ Перепелицова М.А
(подпись) (Фамилия и инициалы)

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

Аннотация

В дипломной работе на тему «Проектирование подстанции Жамантуз 110/35/10 кВ для развития района в Акмолинской области» проведен анализ рассматриваемого участка существующей электрической сети Акмолинской области, а также проектирование и обоснование необходимости строительства ЛЭП 110 кВ и новой подстанции. Был произведен выбор основного оборудования проектируемой подстанции и сечения проводов ЛЭП; сделаны расчеты режимов работы существующей электрической сети 110 кВ и сети с учетом ввода новой подстанции, также был проведен сравнительный анализ полученных данных. Были рассмотрены разделы безопасности жизнедеятельности и технико-экономическое обоснование проектирования электрических сетей 110кВ в Акмолинской области.

Abstract

In the research paper entitled "Design of substation 110/35/10 kV Zhamantuz for the development of the district in the Akmola region," the analysis of the considered area of the existing electrical network Akmola region, as well as the design and rationale for the construction of 110 kV transmission line and a new substation. selection of main equipment was made of the projected substation and transmission line cross-section of wires; Calculations made by the mode of operation of the existing 110 kV electric networks and networks based on the input of the new substation, a comparative analysis of the data was carried out. Forums of health and safety were considered and a feasibility study for the design of electrical networks 110 in the Akmola region.

Аңдатпа

Ғылыми-зерттеу қағаз қолданыстағы электр желілік Ақмола облысының саналады ауданы талдау, сондай-ақ 110 кВ-тық ӘЖ және жаңа қосалқы құрылысы үшін жобалау және негіздеу «Ақмола облысында ауданының дамуы үшін ҚС 110/35/10 кВ Жамантуз жобалау» атты. Негізгі құрал-жабдықтар таңдау сымдар жобалық қосалқы станция және электр желісі қимасы жасалды; жаңа қосалқы енгізу негізінде қолданыстағы 110 кВ электр желілері мен желілерін пайдалану режиміне жасаған есептеулер, деректердің салыстырмалы талдау жүргізілді. Денсаулығы мен қауіпсіздігі Форумдар саналады және Ақмола облысында электр желілерінің 110 жобалау үшін техникалық-экономикалық негіздеме болды.

Содержание

Введение 8
1 Общие сведения об энергосистеме Акмолинской области 9
1.1 Географическая характеристика 9
1.2 Климатические условия 10
1.3 Анализ существующих состояний электрических сетей 11
1.4 Баланс потребления электроэнергии и мощности 13
1.5 Постановка задачи 16
2 Расчет режимов работы существующих сетей 17
2.1Составление схемы замещения, расчет параметров линий электропередач 17
2.2 Расчет максимального режима работы 22
2.3 Расчет минимального режима работы 26
2.4 Расчет максимального послеаварийного режима работы 29
2.5 Расчет минимального послеаварийного режима работы 32
2.6 Расчет годовых потерь мощности 35
3 Расчет режимов работы рассматриваемого участка сети с учетом ввода ПС «Жамантуз» I вариант 36
3.1 Выбор количества и мощности трансформаторов для ПС «Жамантуз» и расчет сечений проводов 37
3.2 Составление схемы замещения, расчет параметров ЛЭП 39
3.3 Расчет максимального режима работы сети 41
3.4 Расчет минимального режима работы сети 45
3.5 Расчет максимального послеаварийного режима работы сети 48
3.6 Расчет минимального послеаварийного режима работы сети 51
3.7 Расчет годовых потерь мощности 54
4 Расчет режимов работы рассматриваемого участка сети с учетом ввода ПС «Жамантуз» II вариант 55
4.1 Составление схемы замещения, расчет параметров ЛЭП 56
4.2 Расчет максимального режима работы сети 57
4.3 Расчет минимального режима работы сети 61
4.4 Расчет максимального послеаварийного режима работы сети 64
4.5 Расчет минимального послеаварийного режима работы сети 67
4.6 Расчет годовых потерь мощности 70
4.7 Анализ полученных данных 71
5 Безопасность жизнедеятельности 72
5.1 Оценка размеров зоны растекания токов в районе заземлителей 72
5.2 Метод исследования 73
5.3 Опасность поражения человека электрическим полем 76
6 Экономическая часть 78
6.1 Цели разработки проекта 78
6.2 Анализ рынка сбыта 78
6.3 Организация предприятия и трудовые ресурсы 78

Расчет технико-экономических показателей 79
Определение себестоимости передачи электроэнергии 82
Расчет чистой прибыли 83
Показатели финансово-экономической эффективности инвестиций 83
Заключение 85
Список литературы 86

Введение

Электроэнергетика является базовой отраслью экономики Казахстана. Надежное и эффективное функционирование отрасли, стабильное снабжение потребителей электрической и тепловой энергией является основой развития экономики страны и неотъемлемым фактором обеспечения жизни населения. Единая электроэнергетическая система Республики Казахстан (ЕЭС РК) представляет собой совокупность электрических станций, линий электропередачи и подстанций, обеспечивающих надежное и качественное энергоснабжение потребителей республики. Государственное регулирование в области электроэнергетики осуществляется в целях: максимального удовлетворения спроса потребителей энергии и защиты прав участников рынка электрической и тепловой энергии путем создания конкурентных условий на рынке, гарантирующих потребителям право выбора поставщиков электрической и тепловой энергии; обеспечения надежного и стабильного функционирования электроэнергетического комплекса Республики Казахстан, единства управления электроэнергетическим комплексом Республики Казахстан как особо важной системой жизнеобеспечения хозяйственно-экономического и социального комплексов страны.

В настоящее время на проектирование подстанций занято огромное количество инженерно-технических работников, накопивших значительный опыт. Однако в бурный прогресс в технике и, в частности, в энергетике выдвигают все новые проблемы и вопросы, которые должны учитываться при проектировании и сооружении современных сетевых объектов. Главная схема электрических соединений подстанции является тем основным элементом, который определяет все свойства, особенности и техническую характеристику подстанции в целом. При выборе главной схемы неотъемлемой частью ее построения являются обоснование и выбор параметров оборудования и аппаратуры и рациональная их расстановка в схеме, а также принципиальное решение вопросов защиты, степени автоматизации и эксплуатационного обслуживания подстанции. Последние вопросы в свою очередь оказывают непосредственное влияние на наличие или отсутствие эксплуатационного и ремонтного персонала на подстанции. Надёжность уже выбранной главной схемы электрических соединений определяется надёжностью ее составляющих элементов, в число которых входят силовые трансформаторы, отделители, разъединители, короткозамыкатели, сборные шины, выключатели, а также линии электропередачи. Экономическая целесообразность главной схемы электрических соединений подстанции определяется суммарными минимальными расчётными затратами. Из выше изложенного следует, что основными требованиями, которыми должная удовлетворять главная схема электрических соединений подстанции являются: надёжность электроснабжения, экономичность, сохранение устойчивости электропередачи.

1 Общие сведения об энергосистеме Акмолинской области

1.1 Географическая характеристика Акмолинской области

Акмолинская область – область в Северном Казахстане.

Административный центр с 1999 года - город Кокшетау. Город Кокшетау, основанный в 1824 году. Население областного центра на 2015 год составило – 739 427 (4,8 %, 11-е место)

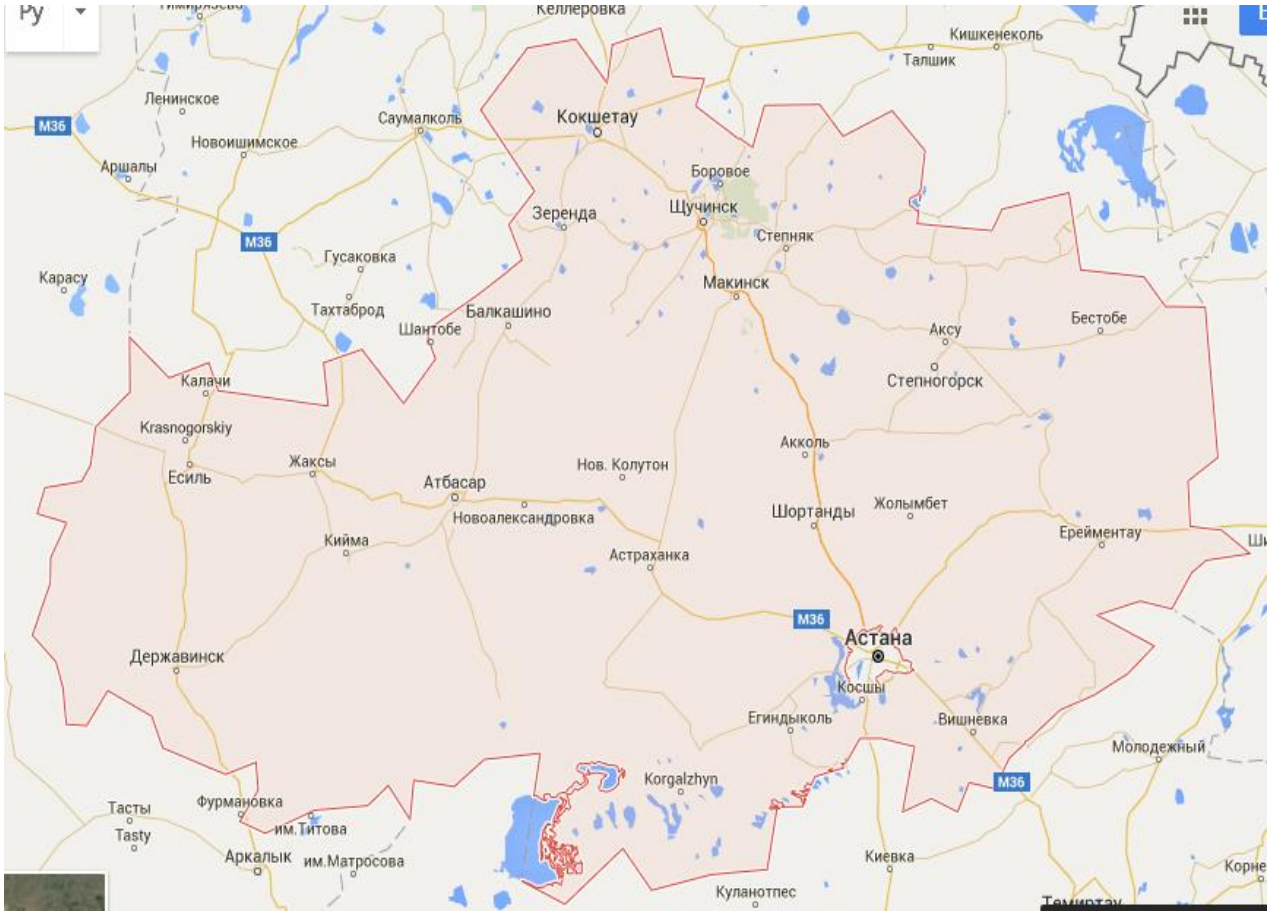


Рисунок 1.1 – Географическое расположение Акмолинской области

Территория – 146,2 тыс.кв.км, или 5,4 процента территории республики. Численность населения на 2015 года – 739,4 тыс. человек, из них городское – 333 тыс. человек (45%) сельское – 406,4 тыс. человек (55%). Плотность населения - 5,1 человек на 1 кв. км. Область располагает значительным экономическим потенциалом и природными ресурсами. Перспективы дальнейшего развития определяются возможностью позиционирования региона не только как экспортера сырьевых ресурсов, но и как поставщика средне- и высокотехнологичных товаров и сервисных услуг. Объем валового регионального продукта за 2015 год составил 457,5 млрд. тенге, со среднегодовым темпом роста за последние три года более 39%. На душу населения ВРП составил 614,3 тыс. тенге, с ростом по сравнению с 2015 годом на 80,7%.

Область расположена в непосредственной близости к таким развитым регионам России,Урал, Тюменская,Томская, Омская и Новосибирская области с которыми имеются установленные долговременные экономические связи, нарабатываются новые. Получают дальнейшее развитие экономические связи с соседними регионами Казахстана. Сохраняется тенденция расширения рынка сбыта продукции, производимой в области.



Рисунок 1.2 – Карта Акмолинской области

В составе области 2 города областного значения - Кокшетау и Степногорск, 8 городов районного подчинения (Акколь, Атбасар, Державинск, Ерейментау, Есиль, Макинск, Степняк, Щучинск), 17 сельских районов, 5 поселков и 660 сел и аулов. Область расположена на севере центральной части Республики Казахстан. Граничит на западе с Костанайской, на севере - с Северо-Казахстанской, на востоке - с Павлодарской и на юге - с Карагандинской областями.

1.2 Климатические условия

Географическое положение Казахстана в широтном отношении сравнимо со странами Средиземноморья, имеющими влажный субтропический климат, и странами центральной Европы, отличающимися умеренно континентальным климатом. Казахстан, будучи расположенным на значительном удалении от ближайших океанов и морей, не испытывает их значительное влияние на климат.

Казахстан расположен в южной части умеренного климатического пояса. Времена года на территории Казахстана четко выражены. Зимой властвуют сильные серные морозы, летом же господствуют тропические воздушные массы. Континентальность климата выражается в сезонных амплитудах летних и зимних температур.

Среднегодовая температура в Казахстане в основном положительная. На севере около +0,4°С, на крайнем юге +13,7°С.

В Акмолинской области климат резко континентальный, засушливый, с жарким летом и холодной зимой. Суточные и годовые амплитуды температур очень велики. Весна и осень выражены слабо. Солнечных дней много, количество солнечного тепла, получаемого летом землёй, почти столь же велико, как в тропиках. Облачность незначительна. Годовые осадки уменьшаются с севера на юг, максимум их приходится на июнь, минимум — на февраль. Снеговой покров удерживается в среднем 150 дней. Ветры в Акмолинской области довольно сильные.

Водами Акмолинская область бедна. Реки мелководны, несудоходны, питаются за счет талых вод и в меньшей степени — грунтовых источников. Летом реки часто пересыхают, вода в них становится соленоватой. Главные реки Акмолинской области: Ишим (приток Иртыша) и его притоки: Терс-Аккан — слева, Жабай, Колутон и др. — справа.

Растительность представлена степными видами разнотравья и соответственно ландшафтам, особенно в северной части области, сосново-березовыми лесами, разнотравно-тырсовой растительностью, которая покрывает склоны гор. Горные сосновые леса – это богатство области. На территории области имеются Государственные национальные природные парки «Кокшетау» и «Бурабай», Коргалжынский Государственный заповедник международного значения.

1.3 Анализ существующих состояний электрических сетей

Анализ существующего состояния электроснабжения в Акмолинской области выполнен с учетом оценки отчетных показателей электроснабжения, балансов мощности и электроэнергии и состояния электрических сетей. Единая электроэнергетическая система (далее – ЕЭС) Казахстана работает параллельно с ЕЭС России и объединенной энергетической системой Центральной Азии. ЕЭС Казахстана условно разделена на три зоны: Северная (Акмолинская, Актюбинская, Костанайская, Павлодарская, Северо-Казахстанская, Восточно-Казахстанская, Карагандинская области). Южная (Алматинская, Жамбылская, Кызылординская, Южно-Казахстанская области). Западная (Атырауская, Западно-Казахстанская, Мангистауская области).

Более 78% электроэнергии производится в северной энергетической зоне вблизи угольных месторождений, 66% и более используется в том же индустриальном регионе. При этом потребление в Южной зоне в 2013 году превысило производство почти в два раза (8708 млн. кВт·ч).

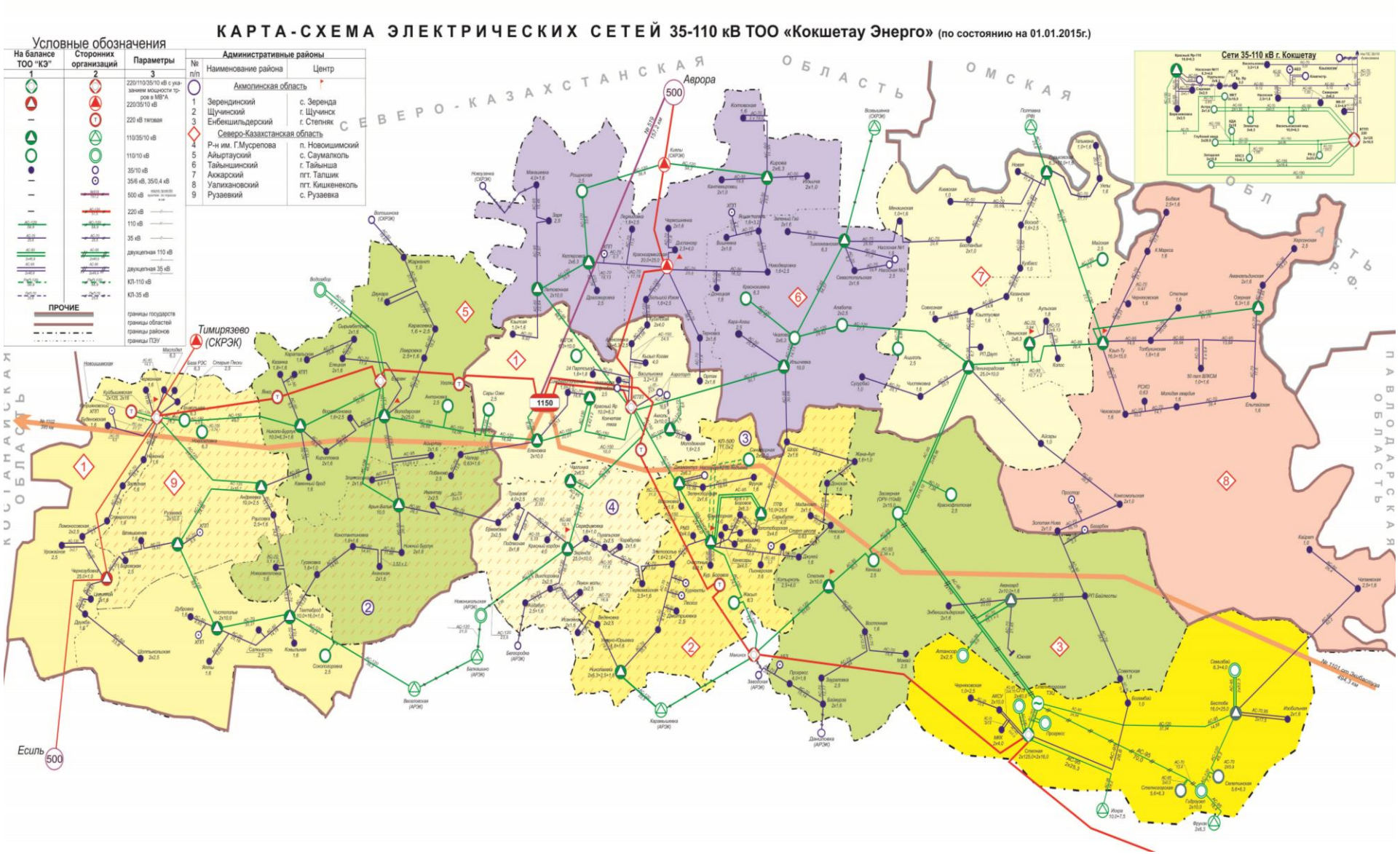


Рисунок 1.3 – Карта-схема электрических сетей Акмолинской области

В целом Республика обеспечивает себя электроэнергией, чистый импорт незначительный. Но в силу сложившейся схемы сетей Южный и Западный регионы вынуждены импортировать электроэнергию, а Северная зона экспортировать в Россию.

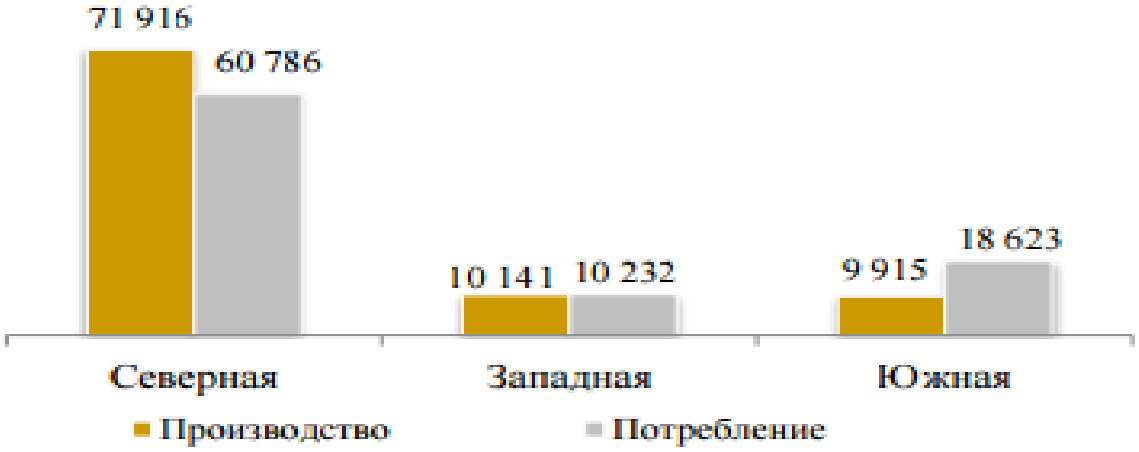


Рисунок 1.4 - Производство-потребление электроэнергии по зонам ЕЭС в 2015 г., млн. кВт·ч

По итогам 2015 года производство электрической энергии в Казахстане осуществляют 76 электрических станций различной формы собственности. Общая установленная мощность электростанций Республики Казахстан на 1 января 2015 года составляет 20 591,5 МВт, в том числе теплоэлектростанции – 18002,4 МВт, гидроэлектростанции – 2 583 МВт, ветроэлектростанции – 5,6 МВт, солнечные электростанции – 0,5 МВт. Располагаемая мощность электростанций составила 17 108 МВт в зимний период и 15 320 МВт в летний период. При этом годовой максимум электрической нагрузки в 2013 году составил 13 099 МВт. Доля генерирующих источников по видам топлива распределена следующим образом: на угле – 73,2% и 18,4%, гидроэлектростанции (без малых ГЭС) – 8,1%, и ВИЭ (в том числе малые ГЭС) – 0,3%.

1.4 Баланс потребления электроэнергии и мощности

По данным Агентства по статистике РК в 2015 году производство электроэнергии в Казахстане составило 91 972,7 млн. кВт·ч., рост по сравнению с аналогичным периодом прошлого года составил 101,9%. В разрезе источников выработки тепловыми электростанциями – 77 672 млн. кВт·ч, гидроэлектростанциями – 7 701 млн. кВт·ч, газотурбинными электростанциями – 6 645,8 млн. кВт·ч, ветроэлектростанциями – 3,1 млн. кВт·ч и солнечными электростанциями – 0,8 млн. кВт·ч.

Объем продукции (товаров, услуг) в целом по промышленности в 2015 году составил 18 178 829 млн. тенге, из них сумма по производству, передаче и распределению электроэнергии составила 903 953 млн. тенге или 2,7% к ВВП.

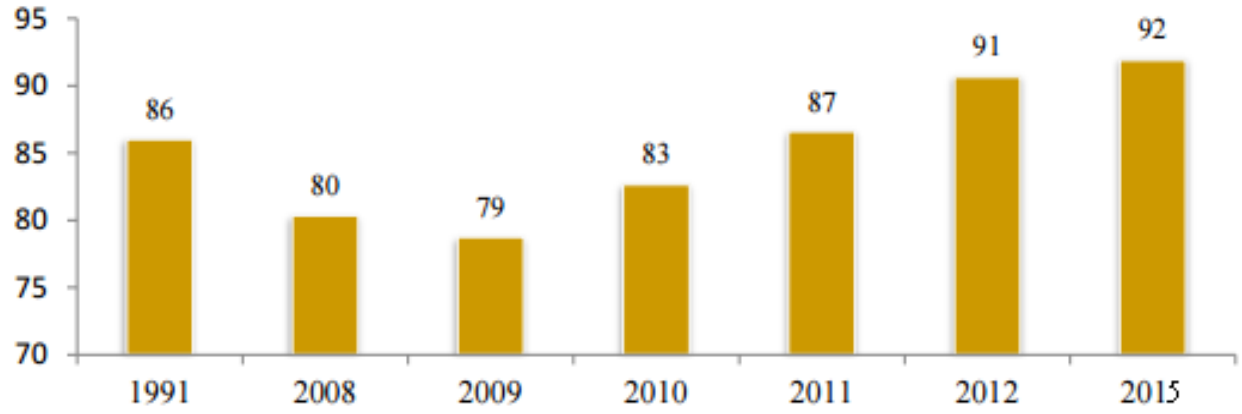


Рисунок 1.5 – Производство электроэнергии по годам, млрд. кВт·ч.

Следует отметить, что Казахстан лишь в 2011 году достиг уровня производства электроэнергии 1991 года, составив 86 585,5 млн. кВт·ч. В разрезе областей наибольший объем производства электроэнергии приходится на Павлодарскую и Карагандинскую области 40,7 и 12,8 млрд. кВт·ч соответственно. В этих двух областях производится 58% всей производимой электроэнергии в стране. При этом в Акмолинской области объем произведенной электроэнергии составил лишь 0,7 млрд. кВт·ч.

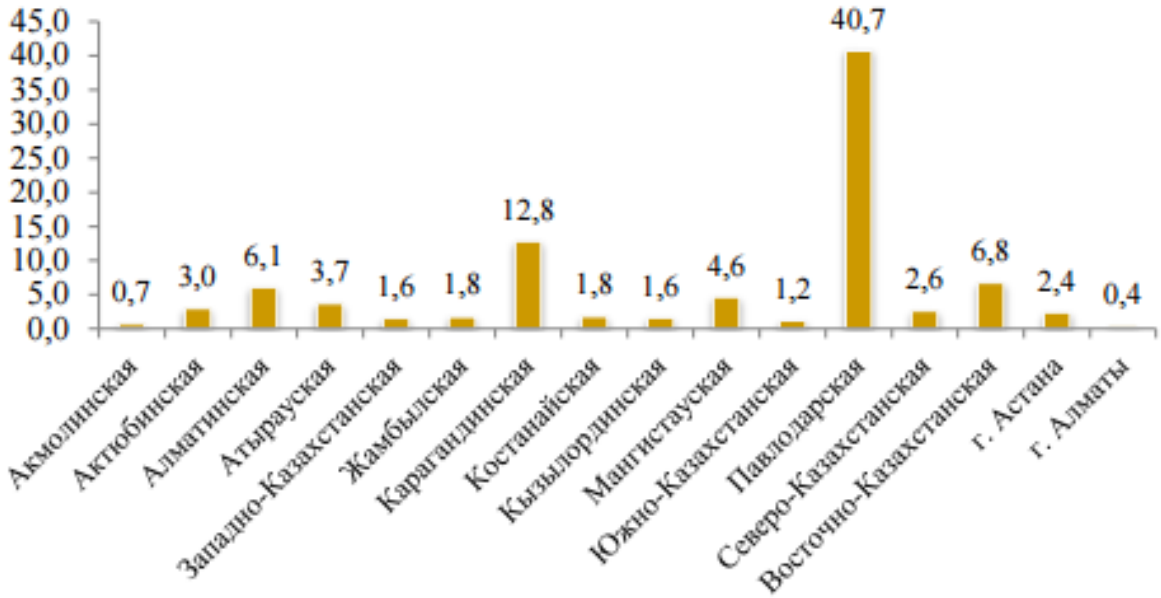


Рисунок 1.6 – Производство электроэнергии в разрезе областей, млрд. кВт·ч.

В общей структуре потребления электроэнергии по Казахстану основную долю занимают крупные промышленные предприятия, их доля составляет 38% от общего потребления по республике. Наибольший рост потребления электроэнергии приходится на Атыраускую и Мангыстаускую области 215,6 и 103,1 млн. кВт·ч соответственно. При этом потребление снизилось в Карагандинской и Павлодарской областях на 760,6 и 497,9 млн. кВт·ч соответственно.

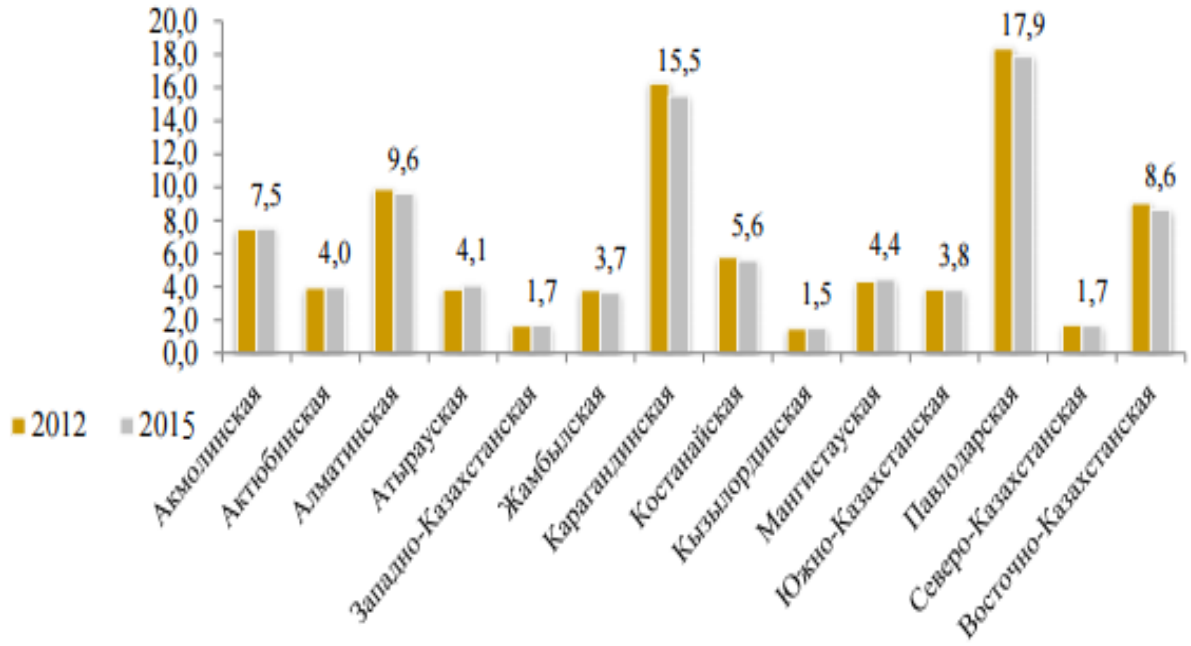


Рисунок 1.7 – Потребление электроэнергии по регионам за 2012-2015 гг.

Объем отпущенной электроэнергии в 2014 году составил 82,99 млрд. кВт*ч, в том числе промышленности 57,3 млрд. кВт·ч или 69%.

№	Наименование	Прогноз								
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030
1.	Максимальная потребляемая электрическая мощность	9790	10360	10630	10900	11170	11430	11700	12910	14640
2.	Необходимый резерв мощности	829	970	1001	1001	1004	1007	1032	1065	1099
3.	Генерация	12773	13218	14523	14572	14691	14816	15856	16823	18598
4.	Дефицит (+) Избыток (-)	-2155	-1889	-2893	-2672	-2518	-2379	-3125	-2848	-2859
5.	Перетоки в Южную зону	1269	1350	1350	1350	1558	1064	1172	2035	2300

Рисунок 1.8 – Баланс мощности Северной зоны на период до 2030 г.,МВт.

Северная зона остается избыточной: электроэнергии, производимой в данной зоне, достаточно для покрытия дефицита мощности Южной зоны через транзит Север-Юг вплоть до 2030 года, третья очередь которого планируется к введению в 2018 году. Однако начиная с 2030 г. прогнозируемый рост нагрузки Юга страны превышает возможности вышеуказанного транзита, что может привести к потенциальному.

1.5 Постановка задачи

Произведенный анализ балансов мощностей и электроэнергии показывает: что сеть в Акмолинской области имеет избыток мощности, тем самым мы передаем избыток в Южную зону.

С целью разгрузки и увеличение пропускной способности будет введена новая ПС «Жамантуз». В работе по проектированию сетей 110 кВ в Акмолинской области необходимо:

- расчет параметров и режимов существующей сети;
- проверить загруженности автотрансформаторов;
- выбрать сечение и марку проводов электрических сетей 110 кВ;
- рассчитать режимы работы электрической сети выбранного варианта с целью проверки загрузки элементов сетей, уточнения уровней напряжения на шинах подстанций и определения потерь;
- сделать выводы по работе.

2 Расчет режимов работы существующих сетей рассматриваемого района

Произведем расчет участка проектируемых сетей 110 кВ Акмолинской области. Рассчитаем нормальный, минимальный и послеаварийный режимы для проверки загрузки элементов сетей, уточнения уровней напряжения на шинах подстанций и определения потерь.

Для расчета сети использовались мощности нагрузок, а напряжение на шинах источника питания для режима максимальных нагрузок принимаем 1,05 номинального напряжения сети. Расчет режимов проектируемой сети осуществляется с помощью программы RASTR.

Программа «RASTR» очень полезна при проведении расчетов установившихся режимов электроэнергетических систем (ЭСС). Данная программа позволяет нам рассчитывать установившиеся режимы ЭСС, схемы замещения которых содержат общее число узлов N∑ до 20, в том числе узлов Nг до 10 (включая балансирующий узел), число ветвей Nв до 30, включая так же трансформаторные ветви.

Комплекс программ «RASTR» предназначен для расчета и анализа установившихся режимов электрических систем на ПЭВМ IBM PC и совместимых с нею. «RASTR» 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.

2.1 Составление схемы замещения, расчет параметров линий электропередачи и трансформаторов

Схема замещения составляется в соответствии с картой-схемой рассматриваемого участка электрической сети, с учетом напряжений, сопротивлений и проводимостей линий, учетом нагрузок на имеющихся на подстанциях трансформаторов.

Таблица 2.1 − Данные о нагрузках подстанций рассматриваемого участка существующей сети

Название ПС	Нагрузка		
	S, МВА	P, МВт	Q, МВАр
Красный Маяк	2,99	2,55	1,57
Мариновская	7,54	6,4	4
М. Горького	7,54	6,4	4

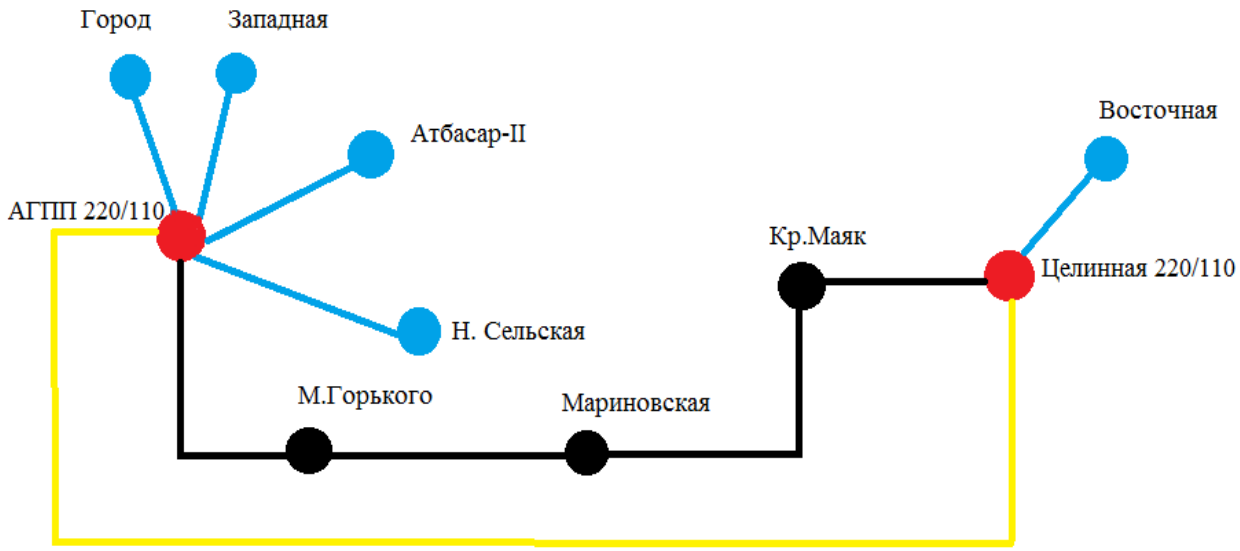


Рисунок 2.1 – Карта-схема рассматриваемого участка

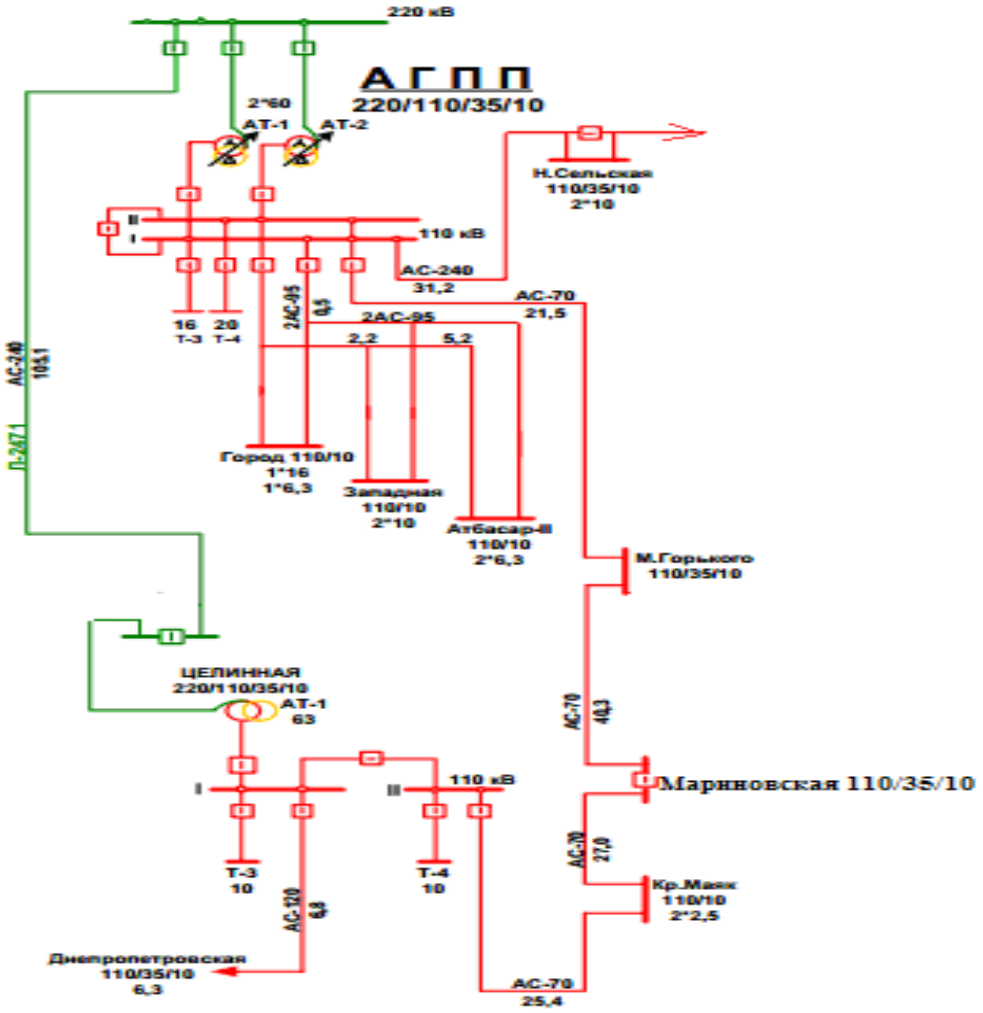


Рисунок 2.2 – Электрическая схема рассматриваемого участка существующей сети

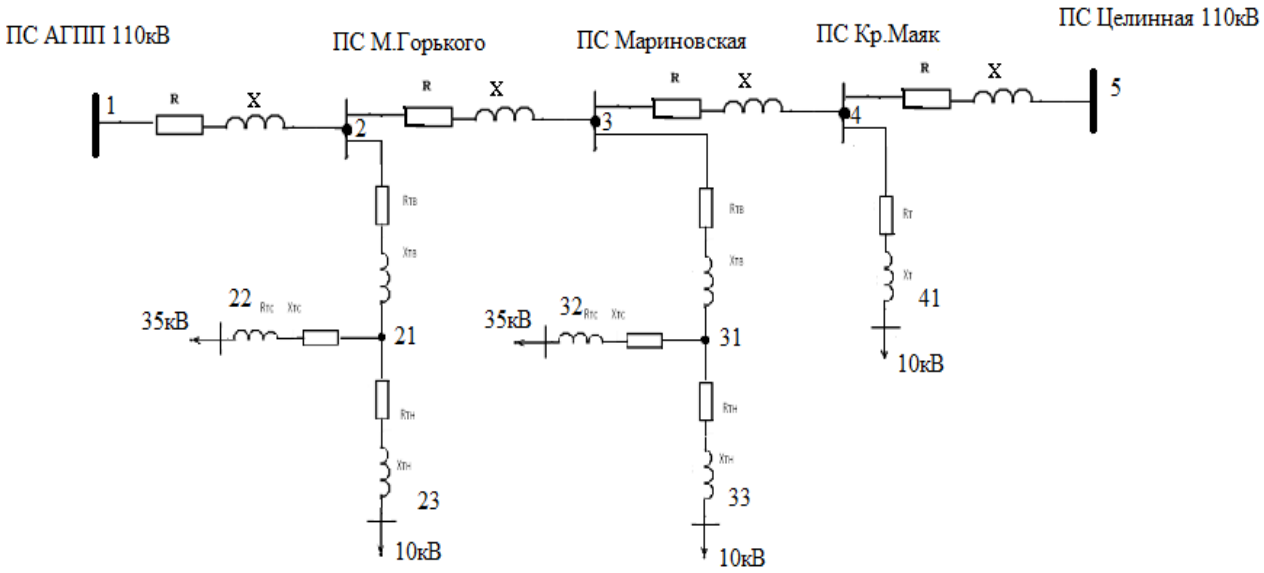


Рисунок 2.3 – Схема замещения рассматриваемого участка существующей электрической сети

Схема замещения элемента электрической сети − совокупность фазных сопротивлений и проводимостей, которая позволяет довольно точно смоделировать элемент электрической сети при расчете характерных режимов электрических сетей.

Электрическими параметрами схемы замещения являются сопротивления (активные и реактивные) и проводимости. Протекание электрического тока обуславливает возникновение активного сопротивления воздушной линии электропередачи.

В сталеалюминевых проводах многопроволочный сердечник выполняется из стали, а многопроволочная оболочка – из алюминия. Но в связи с разницей в удельных сопротивлениях стали и алюминия, а также появлением поверхностного эффекта электрический ток почти полностью протекает по алюминиевым проводникам.

Как правило, в различных справочниках по проектированию электрических сетей приводятся данные об удельных сопротивлениях линий для стандартных сечений проводов при температуре окружающей среды 20°С.

При расчетах удельное активное сопротивление линии обозначается R_0 и измеряется в Ом/км. Используя значения удельных сопротивлений линий, рассчитывают эквивалентное сопротивление $R_Э$ (единица измерения – Ом).

Формула для расчета эквивалентного сопротивления:

$$R_Э = \frac{R_0 l}{n}, \qquad (2.1)$$

где R_0 − удельное активное сопротивление Ом/км;

l − длина линии, км;

n − число параллельных линий электропередачи.

Индуктивное сопротивление воздушной линии электропередачи определяется индуктивностью фаз ЛЭП по отношению к земле и взаимоиндукцией между фазами и, следовательно, зависит от взаимного расположения фаз, расстояния между фазами и диаметра провода.

Эквивалентное индуктивное сопротивление считается по формуле:

$$X_э = \frac{X_0 l}{n}, \qquad (2.2)$$

где X_0 − удельное индуктивное сопротивление Ом/км;

l − длина линии, км;

n − число параллельных линий.

Емкостную проводимость линии определяют токи смещения за счет электростатического поля линии (между фазами и по отношению к земле). Эта проводимость создает зарядный (емкостный) ток, вектор которого опережает вектор напряжения на 90°.

Эквивалентная емкостная проводимость определяется по формуле:

$$B_0 = B_0 \cdot l \cdot n, \qquad (2.3)$$

где B_0 − удельная емкостная проводимость, См/км;

l − длина линии, км;

n − число параллельных линий.

Для расчета параметров схемы замещения в таблице 2.2 приведены данные о линиях электропередачи рассматриваемого участка цепи с указанием марки и протяженности проводов.

Таблица 2.2 − Данные о линиях электропередачи рассматриваемого участка сети

Линия электропередачи	Коли-чество цепей	Общ. протя-женность линии, км	Тип проводов линии
АГПП 110-М. Горького	1	21,5	АС-70
М. Горького – Мариновская	1	40,3	АС-70
Мариновская-Красный Маяк	1	27,0	АС-70
Красный Маяк – Целинная 110	1	25,4	АС-70

Зная протяженность и марку провода линий, можно рассчитать сопротивления и проводимость линий. Данные об удельных значениях сопротивлений и проводимости приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Справочные данные об удельных сопротивлениях

Тип проводов	r_0, Ом	x_0, Ом	$b_0 \cdot 10^{-6}$, См
АС-70	0,422	0,444	2,547

Далее по формулам 2.1, 2.2 и 2.3 необходимо рассчитать эквивалентные сопротивления и проводимости линий.

АГПП 110 (узел 1) – М. Горького (узел 2):

$$R_1 = 0{,}422 \cdot 21{,}5 = 9{,}073 \text{ Ом},$$

$$X_1 = 0{,}444 \cdot 21{,}5 = 9{,}546 \text{ Ом},$$

$$B_1 = 2{,}547 \cdot 10^{-6} \cdot 21{,}5 = 54{,}76 \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

М. Горького (узел 2) – Мариновская (узел 3):

$$R_2 = 0{,}422 \cdot 40{,}3 = 17 \text{ Ом},$$

$$X_2 = 0{,}444 \cdot 40{,}3 = 17{,}893 \text{ Ом},$$

$$B_2 = 2{,}547 \cdot 10^{-6} \cdot 40{,}3 = 102{,}64 \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

Мариновская (узел 3) – Красный Маяк (узел 4):

$$R_3 = 0{,}422 \cdot 27 = 11{,}394 \text{ Ом},$$

$$X_3 = 0{,}444 \cdot 27 = 11{,}988 \text{ Ом},$$

$$B_3 = 27 \cdot 2{,}547 \cdot 10^{-6} = 68{,}769 \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

Красный Маяк (узел 4) – Целинная 110 (узел 5):

$$R_4 = 0{,}422 \cdot 25{,}4 = 10{,}718 \text{ Ом},$$

$$X_4 = 0{,}444 \cdot 25{,}4 = 11{,}277 \text{ Ом},$$

$$B_4 = 2{,}547 \cdot 10^{-6} \cdot 25{,}4 = 64{,}693 \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

Полученные результаты расчетов сопротивлений приведены в таблице 2.4

Таблица 2.4 – Эквивалентные сопротивления линий электропередачи

Линия электропередачи	R, Ом	X, Ом	B×10^{-6}, См
АГПП 110-М. Горького	9,073	9,546	54,76
М. Горького – Мариновская	17	17,893	102,64
Мариновская-Красный Маяк	11,394	11,988	68,769
Красный Маяк – Целинная 110	10,718	11,277	64,693

Далее необходимо определить расчетные параметры трансформаторов. В таблице 2.5 приведены справочные данные о сопротивлениях трансформаторов.

Таблица 2.5 − Справочные данные о сопротивлениях трансформаторов

Тип трансформатора	R_T, Ом	X_T, Ом
АТДЦТН-63000/220/110	1,4	104
ТМН-6300/110	14,7	220,4
ТМН-2500/110	42,6	508,2

2.2 Расчет максимального режима работы существующей сети

Все расчеты режимов электрической сети проводятся в программном комплексе RASTR.

В качестве базисного напряжения принято значение напряжения, равное $1{,}05 \cdot U_{ном}$.

Таблица 2.6 – Данные о нагрузках подстанций для максимального режима

Название ПС	Нагрузка		
	S, МВА	P, МВт	Q, МВАр
Кр. Маяк	2,99	2,55	1,57
Мариновская	7,54	6,4	4
М.Горького	7,54	6,4	4

Узлы

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	_с	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	U_min	U_max	B_ш	V	Delta
1			База	1	АГПП 110	115					13.9	4.9	115	-1000	1000				115	
2			Нагр	2	ПС М.Горького	110							110						113.47	-0.37
3			Нагр	21	М.Горького 110	110							110						113.45	-0.37
4			Нагр	22	М.Горького 35	35			4.5	2.8			35						36.07	-0.38
5			Нагр	23	М.Горького 10	10			2	1.2			10						10.21	-0.37
6			Нагр	3	ПС Мариновская	110							110						112.02	-0.79
7			Нагр	31	Мариновская 11(	110							110						112	-0.8
8			Нагр	32	Мариновская 35	35			4.5	2.8			35						35.61	-0.8
9			Нагр	33	Мариновская 10	10			2	1.2			10						10.08	-0.8
10			Нагр	4	ПС Кр. Маяк 110	110							110						112.03	-0.88
11			Нагр	41	Кр.Маяк 10	10			0.8	0.5			10						10.08	-0.88
12			Нагр	5	Целинная 110	110							110						112.07	-0.9

Рисунок 2.4 – Узлы (максимальный режим)

Ветви

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_г	руг	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач
1			ЛЭП	1	2			АГПП 110 - ПС М.Горького	9.07	9.55	-54.7		-14	-5
2			Тр-р	2	21			ПС М.Горького - М.Горьког	0.21	0.22		1	-6	-4
3			Тр-р	21	22			М.Горького 110 - М.Горько	0.21	0.22		0.318	-4	-3
4			Тр-р	21	23			М.Горького 110 - М.Горько	0.21	0.22		0.09	-2	-1
5			ЛЭП	2	3			ПС М.Горького - ПС Марин	17	17.89	-102.6		-7	-2
6			Тр-р	3	31			ПС Мариновская - Маринов	0.21	0.22		1	-7	-4
7			Тр-р	31	32			Мариновская 110 - Маринс	0.21	0.22		0.318	-4	-3
8			Тр-р	31	33			Мариновская 110 - Маринс	0.21	0.22		0.09	-2	-1
9			ЛЭП	3	4			ПС Мариновская - ПС Кр. М	11.39	11.89	-68.8		-1	1
10			Тр-р	4	41			ПС Кр. Маяк 110 - Кр.Маяк	0.21	0.22		0.09	-1	-0
11			ЛЭП	4	5			ПС Кр. Маяк 110 - Целинна	10.7	11.27	-64.7		-0	1

Рисунок 2.5 – Ветви (максимальный режим)

Районы+Потери

	↓р-н	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш
		U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр-р	
1				0.227951	0.224983	0.002968	0	0		

Рисунок 2.6 – Потери активной мощности (максимальный режим)

Районы+Потери Q

	↓р-н	Район	Dq	dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр	dQ_пост	ШQ_ЛЭП	Ш_Тр	dQ_Ш
		U_ном		dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр	dQ_пост	_Ген_ЛЭ	Q_XX_тр-р	
1				0.23562	0.232511	0.00311	-3.69668	-3.69668		

Рисунок 2.7 – Потери реактивной мощности (максимальный режим)

В результате расчета максимального режима работы сети были получены данные о потерях активной и реактивной мощности. Потери активной мощности имеют следующие значения: нагрузочные потери – 0,22 МВт, потери в ЛЭП – 0,22МВт, в трансформаторах – 0,002МВт.

Перетоки мощности существующей электрической сети рассматриваемого участка показаны на рисунке 2.8.

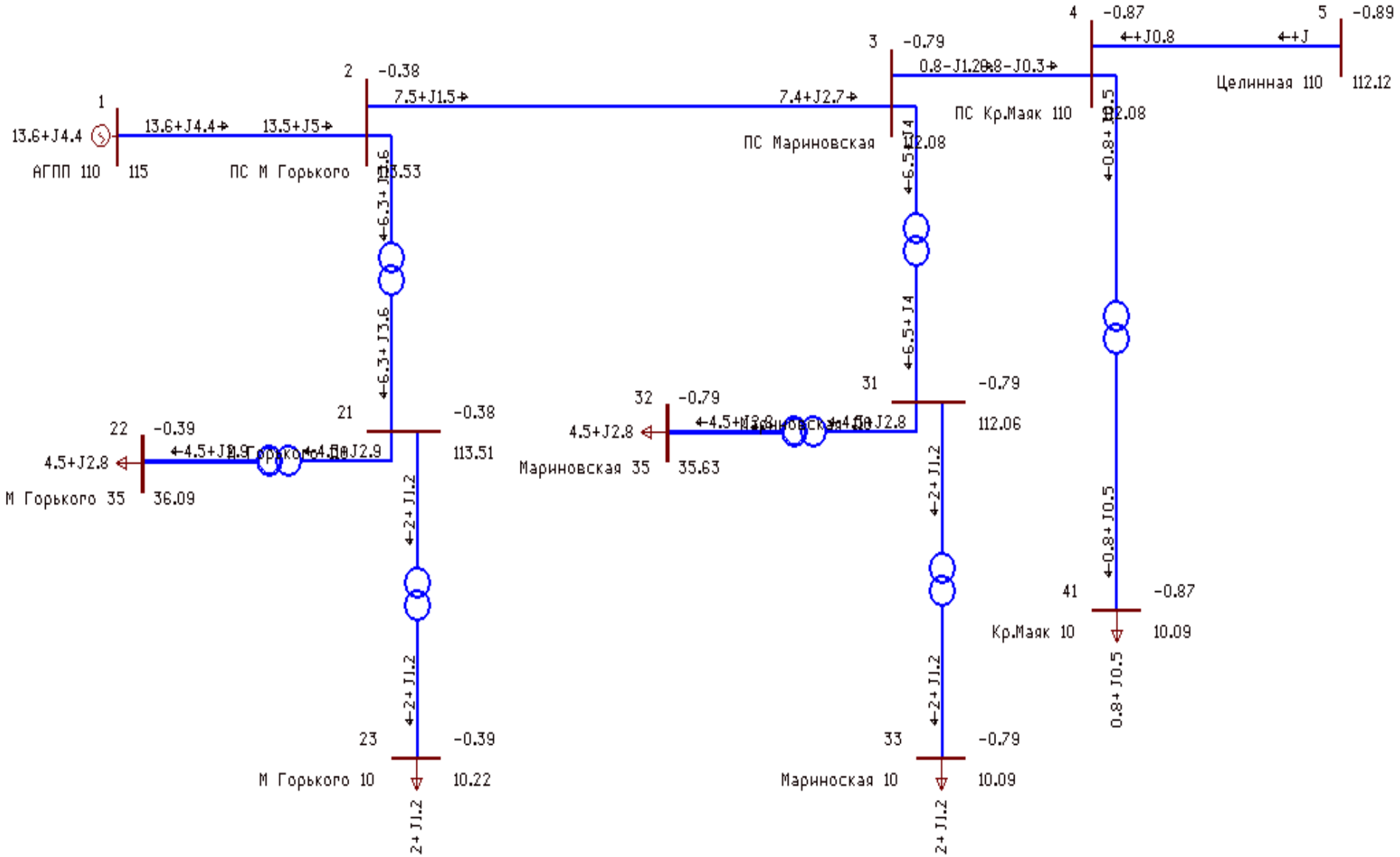


Рисунок 2.8 – График (максимальный режим)

2.3 Расчет минимального режима работы существующей сети

При расчете минимального режима работы сети нагрузки на подстанциях уменьшаются на 30%.

Таблица 2.7 – Данные о нагрузках подстанций для минимального режима

Название ПС	Нагрузка		
	S, МВА	P, МВт	Q, МВАр
М.Горького	5,28	4,48	2,8
Мариновская	5,28	4,48	2,8
Красный Маяк	2,1	1,785	1,1

Узлы

	Номер	Название	U_ном	_сх	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	U_min	U_max	B_ш	V	Delta
1	1	АГПП 110	115					9.7	2.3	115	-1000	1000				115	
2	2	ПС М Горького	110							110						114.02	-0.3
3	21	М Горького 110	110							110						114	-0.3
4	22	М Горького 35	35			3.1	2			35						36.25	-0.3
5	23	М Горького 10	10			1.4	0.8			10						10.26	-0.3
6	3	ПС Мариновская	110							110						113.14	-0.62
7	31	Мариновская 110	110							110						113.13	-0.62
8	32	Мариновская 35	35			3.1	2			35						35.97	-0.62
9	33	Мариноская 10	10			1.4	0.8			10						10.18	-0.62
10	4	ПС Кр.Маяк 110	110							110						113.18	-0.7
11	41	Кр.Маяк 10	10			0.6	0.3			10						10.19	-0.7
12	5	Целинная 110	110							110						113.22	-0.72

Рисунок 2.9 – Узлы (минимальный режим)

	О	S	Тип	N_нач	N_кон	N_г	руг	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач
1			ЛЭП	1	2			АГПП 110 - ПС М Горького	9.07	9.55	-54.7		-10	-2
2			Тр-р	2	21			ПС М Горького - М Горького 110	0.21	0.22		1	-5	-3
3			Тр-р	21	22			М Горького 110 - М Горького 35	0.21	0.22		0.318	-3	-2
4			Тр-р	21	23			М Горького 110 - М Горького 10	0.21	0.22		0.09	-1	-1
5			ЛЭП	2	3			ПС М Горького - ПС Мариновская	17	17	-102.6		-5	-0
6			Тр-р	3	31			ПС Мариновская - Мариновская 110	0.21	0.22		1	-4	-3
7			Тр-р	31	32			Мариновская 110 - Мариновская 35	0.21	0.22		0.318	-3	-2
8			Тр-р	31	33			Мариновская 110 - Мариноская 10	0.21	0.22		0.09	-1	-1
9			ЛЭП	3	4			ПС Мариновская - ПС Кр.Маяк 110	11.39	11.98	-68.8		-1	1
10			Тр-р	4	41			ПС Кр.Маяк 110 - Кр.Маяк 10	0.21	0.22		0.09	-1	-0
11			ЛЭП	4	5			ПС Кр.Маяк 110 - Целинная 110	10.7	11.27	-64.7		-0	1

Рисунок 2.10 – Ветви (минимальный режим)

Районы+Потери

	№р-н	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш
		U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр-р	
1				0.106339	0.104881	0.001458	-0	-0		

Рисунок 2.11 – Активные потери мощности (минимальный режим)

Районы+Потери Q

	№р-н	Район	Dq	dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр	dQ_пост	ШQ_ЛЭП	Ш_Тр	dQ_Ш
		U_ном		dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр	dQ_пост	Q_Ген_ЛЭП	Q_XX_тр-р	
1				0.110079	0.108551	0.001528	-3.750507	-3.750507		

Рисунок 2.12 – Реактивные потери мощности (минимальный режим)

Из полученного результата расчета минимального режима работы существующей электрической сети видно, что потери активной мощности имеют следующие значения: нагрузочные потери – 0,1Вт, потери в ЛЭП – 0,1 МВт, в трансформаторах – 0,001МВт.

Перетоки мощности существующей электрической сети рассматриваемого участка показаны на рисунке 2.13.

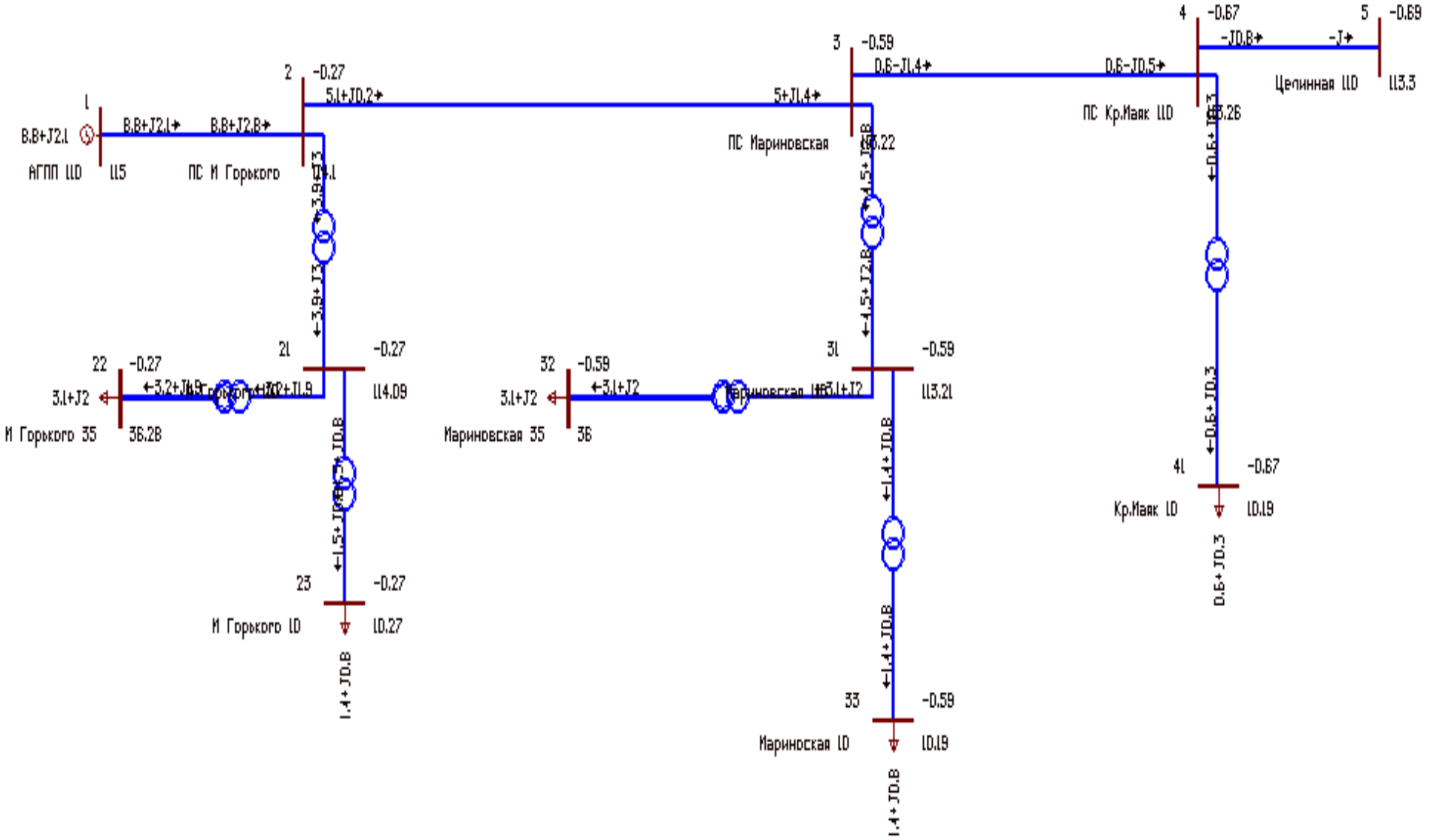


Рисунок 2.13 – График (минимальный режим)

2.4 Расчет максимального послеаварийного режима работы существующей сети

В данном случае в качестве послеаварийного режима выступает участок сети - ПС «Целинная 110».

Узлы

	О	S	Тип	Номер	Название	U_ном	_сх	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	U_min	U_max	B_ш	V	Delta
1			База	1	АГПП 110	115					13.6	4.4	115	-1000	1000				115	
2			Нагр	2	ПС М Горького	110							110						113.53	-0.38
3			Нагр	21	М Горького 110	110							110						113.51	-0.38
4			Нагр	22	М Горького 35	35			4.5	2.8			35						36.09	-0.39
5			Нагр	23	М Горького 10	10			2	1.2			10						10.22	-0.39
6			Нагр	3	ПС Мариновская	110							110						112.08	-0.79
7			Нагр	31	Мариновская 11(	110							110						112.06	-0.79
8			Нагр	32	Мариновская 35	35			4.5	2.8			35						35.63	-0.79
9			Нагр	33	Мариноская 10	10			2	1.2			10						10.09	-0.79
10			Нагр	4	ПС Кр.Маяк 110	110							110						112.08	-0.87
11			Нагр	41	Кр.Маяк 10	10			0.8	0.5			10						10.09	-0.87
12		✗	Нагр	5	Целинная 110	110							110							-0.89

Рисунок 2.14 − Узлы (минимальный послеаварийный режим)

Ветви

	О	S	Тип	N_нач	N_кон	N_г	руг	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач
1			ЛЭП	1	2			АГПП 110 - ПС М Горького	9.07	9.55	-54.7		-14	-4
2			Тр-р	2	21			ПС М Горького - М Горького 110	0.21	0.22		1	-6	-4
3			Тр-р	21	22			М Горького 110 - М Горького 35	0.21	0.22		0.318	-5	-3
4			Тр-р	21	23			М Горького 110 - М Горького 10	0.21	0.22		0.09	-2	-1
5			ЛЭП	2	3			ПС М Горького - ПС Мариновская	17	17	-102.6		-8	-2
6			Тр-р	3	31			ПС Мариновская - Мариновская 110	0.21	0.22		1	-7	-4
7			Тр-р	31	32			Мариновская 110 - Мариновская 35	0.21	0.22		0.318	-4	-3
8			Тр-р	31	33			Мариновская 110 - Мариноская 10	0.21	0.22		0.09	-2	-1
9			ЛЭП	3	4			ПС Мариновская - ПС Кр.Маяк 110	11.39	11.98	-68.8		-1	1
10			Тр-р	4	41			ПС Кр.Маяк 110 - Кр.Маяк 10	0.21	0.22		0.09	-1	-0
11		✗	ЛЭП	4	5			ПС Кр.Маяк 110 - Целинная 110	10.7	11.27	-64.7			

Рисунок 2.15 – Ветви (максимальный аварийный режим)

Районы+Потери

	Np+	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш
		U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр-р	
1				0.259502	0.256364	0.003138	0	0		

Рисунок 2.16 – Активные потери мощности (послеаварийный режим)

Районы+Потери Q

	Np+	Район	Dq	dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр	dQ_пост	ШQ_ЛЭП	Ш_Тр	dQ_Ш
		U_ном		dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр	dQ_пост	_Ген_ЛЭ	Q_XX_тр-р	
1				0.268807	0.26552	0.003287	-3.689044	-3.689044		

Рисунок 2.17 – Реактивные потери мощности (послеаварийный режим)

По результатам расчета в максимальном послеаварийном режиме, т. е. при отключении одного из источников энергии ПС «Целинная 110», потери активной мощности: в ЛЭП – 0,25Вт, в трансформаторах – 0,003МВт, нагрузочные потери – 0,25МВт.

Влияние отключения источника электроэнергии ПС «Целинная 110» на перетоки мощности в сети показаны на рисунке 2.18.

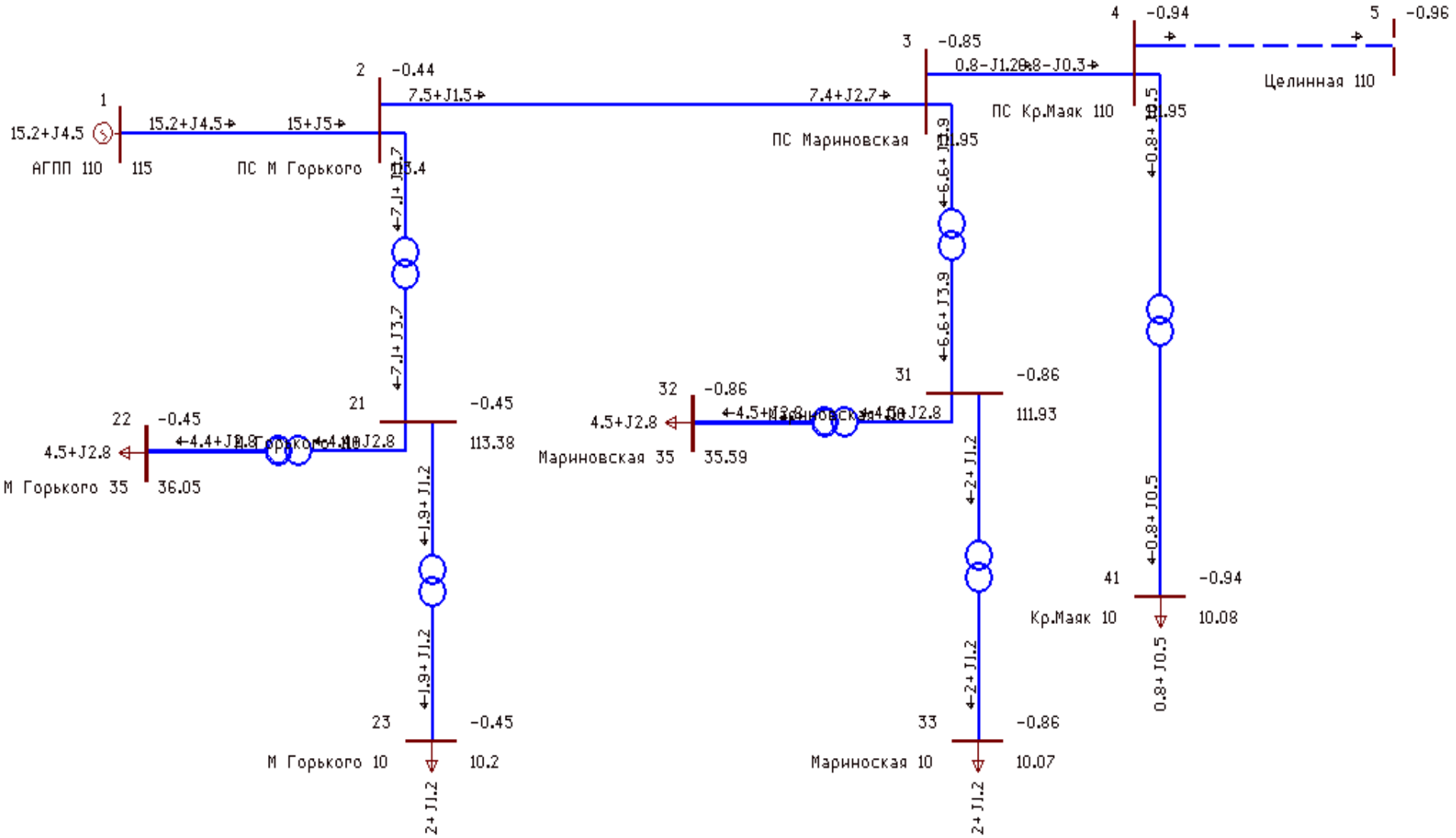


Рисунок 2.18– Графика (максимальный аварийный режим)

2.5 Расчет минимального послеаварийного режима работы существующей сети

В данном случае в качестве послеаварийного режима выступает участок сети - ПС «Целинная 110».

Узлы

	О	S	Тип	Номер	Название	U_ном	_сх	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	U_min	U_max	B_ш	V	Delta
1			База	1	АГПП 110	115					9.7	2.3	115	-1000	1000				115	
2			Нагр	2	ПС М Горького	110							110						114.02	-0.3
3			Нагр	21	М Горького 110	110							110						114	-0.3
4			Нагр	22	М Горького 35	35			3.1	2			35						36.25	-0.3
5			Нагр	23	М Горького 10	10			1.4	0.8			10						10.26	-0.3
6			Нагр	3	ПС Мариновская	110							110						113.14	-0.62
7			Нагр	31	Мариновская 11(	110							110						113.13	-0.62
8			Нагр	32	Мариновская 35	35			3.1	2			35						35.97	-0.62
9			Нагр	33	Мариноская 10	10			1.4	0.8			10						10.18	-0.62
10			Нагр	4	ПС Кр.Маяк 110	110							110						113.18	-0.7
11			Нагр	41	Кр.Маяк 10	10			0.6	0.3			10						10.19	-0.7
12		X	Нагр	5	Целинная 110	110							110							-0.72

Рисунок 2.19 − Узлы (минимальный послеаварийный режим)

Ветви

	О	S	Тип	N_нач	N_кон	N_г	Груг	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач
1			ЛЭП	1	2			АГПП 110 - ПС М Горького	9.07	9.55	-54.7		-10	-2
2			Тр-р	2	21			ПС М Горького - М Горького 110	0.21	0.22		1	-5	-3
3			Тр-р	21	22			М Горького 110 - М Горького 35	0.21	0.22		0.318	-3	-2
4			Тр-р	21	23			М Горького 110 - М Горького 10	0.21	0.22		0.09	-1	-1
5			ЛЭП	2	3			ПС М Горького - ПС Мариновская	17	17	-102.6		-5	-0
6			Тр-р	3	31			ПС Мариновская - Мариновская 110	0.21	0.22		1	-4	-3
7			Тр-р	31	32			Мариновская 110 - Мариновская 35	0.21	0.22		0.318	-3	-2
8			Тр-р	31	33			Мариновская 110 - Мариноская 10	0.21	0.22		0.09	-1	-1
9			ЛЭП	3	4			ПС Мариновская - ПС Кр.Маяк 110	11.39	11.98	-68.8		-1	1
10			Тр-р	4	41			ПС Кр.Маяк 110 - Кр.Маяк 10	0.21	0.22		0.09	-1	-0
11		X	ЛЭП	4	5			ПС Кр.Маяк 110 - Целинная 110	10.7	11.27	-64.7			

Рисунок 2.20 – Ветви (минимальный послеаварийный режим)

Районы+Потери

	Np+	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш
		U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр-р	
1				0.098533	0.097161	0.001373	-0	-0		

Рисунок 2.21 – Активные потери мощности (послеаварийный режим)

Районы+Потери Q

	Np+	Район	Dq	dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр	dQ_пост	ШQ_ЛЭП	Ш_Тр	dQ_Ш
		U_ном		dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр	dQ_пост	_Ген_ЛЭ	Q_XX_тр-р	
1				0.101761	0.100323	0.001438	-3.756347	-3.756347		

Рисунок 2.22– Реактивные потери мощности (послеаварийный режим)

По результатам расчета в максимальном послеаварийном режиме, т. е. при отключении одного из источников энергии ПС «Целинная 110», потери активной мощности: в ЛЭП – 0,09Вт, в трансформаторах – 0,001МВт, нагрузочные потери – 0,09МВт.

Влияние отключения источника электроэнергии ПС «Целинная 110» на перетоки мощности в сети показаны на рисунке 2.23.

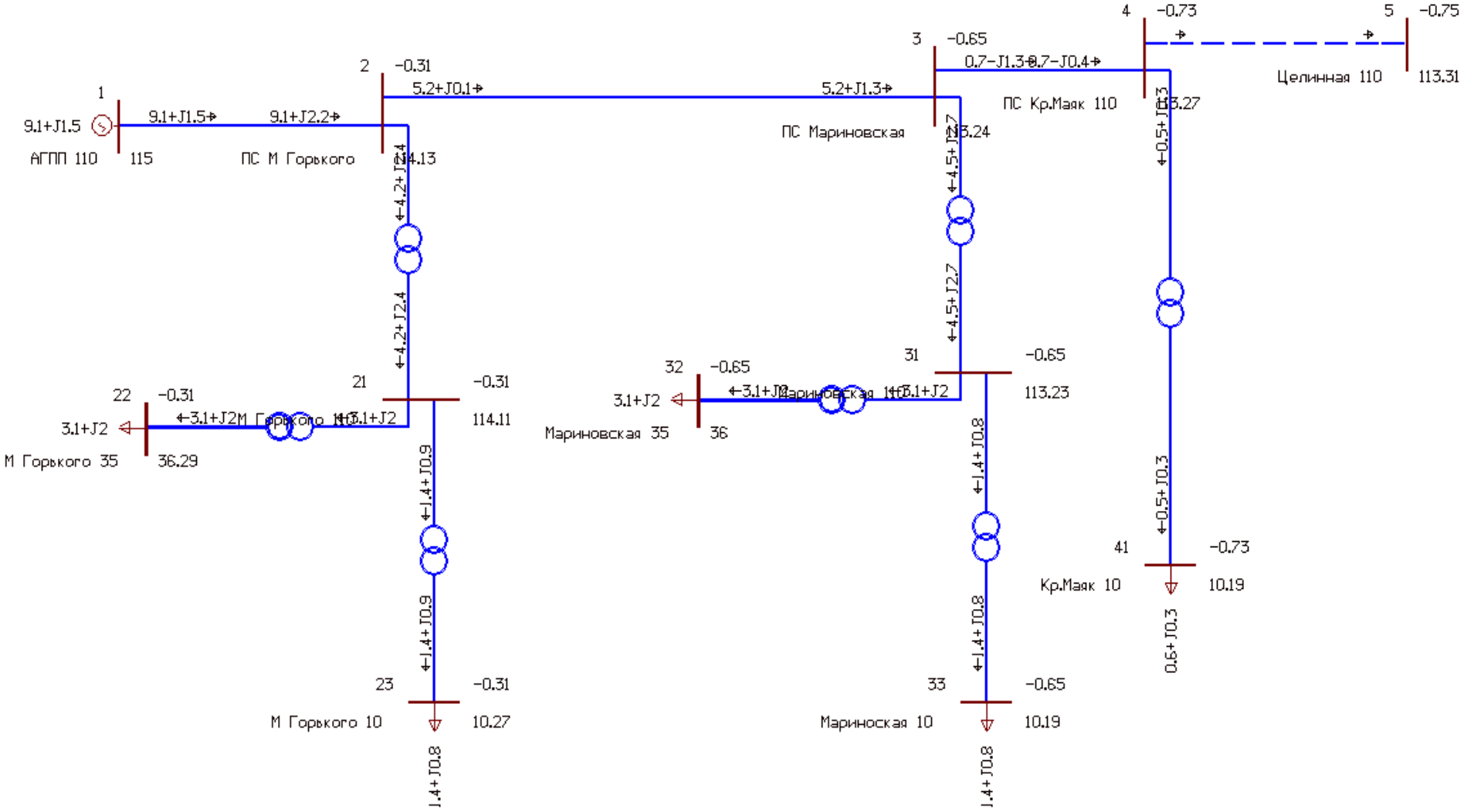


Рисунок 2.23 − Графика (минимальный послеаварийный режим)

2.6 Годовые потери

Определим годовые потери активной мощности для максимального (зимний период) и минимального (летний период) режимов работы существующей сети.

Для зимнего периода годовые потери активной мощности рассчитываются по по формуле:

$$W_{год.зим.} = P_{пот} \cdot 24 \cdot 215, \quad (2.4)$$

где 24 – количество часов в сутках;

215 – количество дней в зимнем периоде.

$$W_{год.зим.} = 0.22 \cdot 24 \cdot 215 = 1135,2 \ \text{МВт} \cdot \text{ч}.$$

Годовые потери активной мощности минимального режима работы существующей сети (лето):

$$W_{год.лет.} = P_{пот} \cdot 24 \cdot 150, \quad (2.5)$$

где 24 – количество часов в сутках;

150 – количество дней в летнем периоде.

$$W_{год.лет.} = 0.1 \cdot 24 \cdot 150 = 360 \ \text{МВт} \cdot \text{ч}.$$

В сумме годовые потери зимнего и летнего периодов составляют:

$$W_{год.} = W_{год.зим.} + W_{год.лет.}, \quad (2.6)$$

$$W_{год.} = 1135,2 + 360 = 1495,2 \ \text{МВт} \cdot \text{ч}.$$

3 Расчет режимов работы рассматриваемого участка сети с учетом ввода ПС «Жамантуз» I вариант

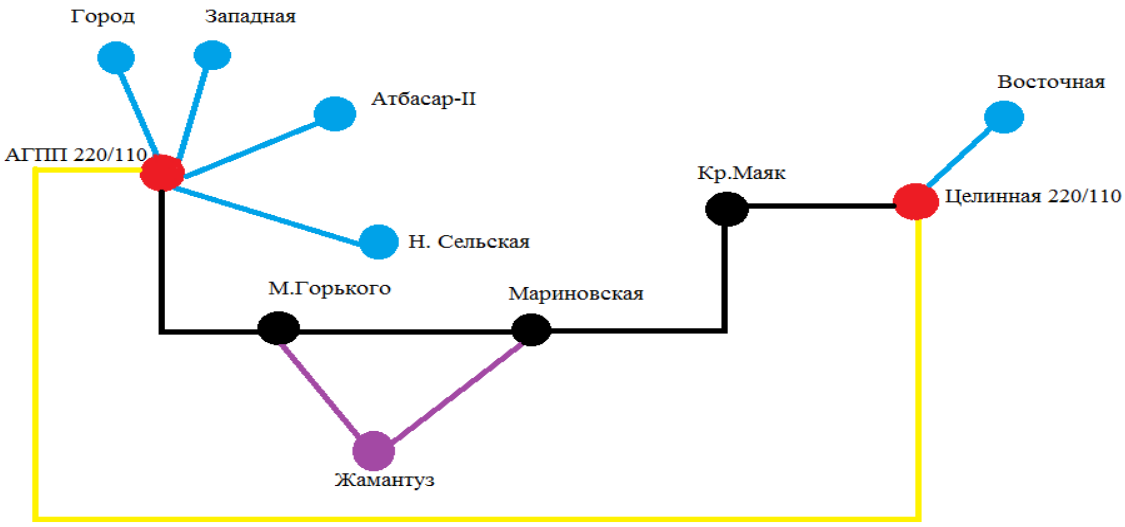


Рисунок 3.1 – Карта-схема рассматриваемого участка

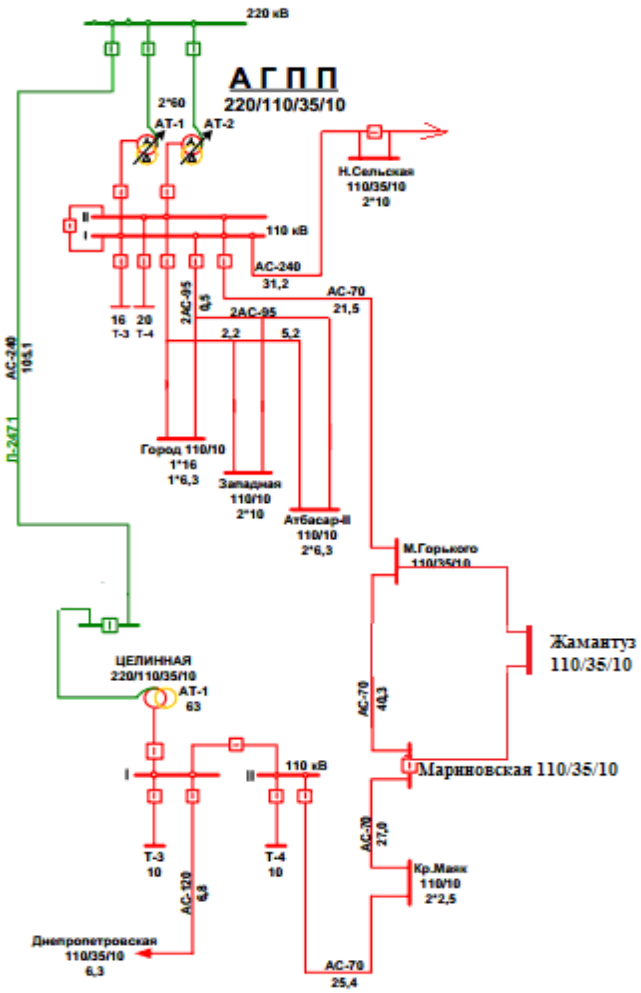


Рисунок 3.2 – Электрическая схема рассматриваемого участка с учётом ввода новой подстанции «Жамантуз»

3.1 Выбор количества и мощности трансформаторов для ПС «Жамантуз» и расчет сечений проводов

Для выбора сечений проводов используется условие по допустимому длительному току.

$$I_р \le I_{доп}, \tag{3.1}$$

где $I_р$ – расчетный ток, А;
$I_{доп}$ – допустимый длительный ток, А.

$$I_р = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_н \cdot 2}, \tag{3.2}$$

где S – полная мощность на участке, МВА;
$U_н$ – номинальное напряжение, кА.

Определим расчетный ток по формуле 3.2.

$$I_р = \frac{\sqrt{3{,}213^2 + 1{,}98^2} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} = 9{,}8А,$$

Выбираем провод марки АС-50. Результат расчета и данные выбранного провода приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Данные о проводе марки АС-50

Расчет-ный ток, А	Длина, км	Марка провода	Акт. уд. сопр. R_0, Ом/км	Реакт. уд. сопр. X_0, Ом/км	Акт. уд. проводимость B_0, См/км	Доп. длит. ток $I_{доп}$, А
9,8	20	АС-50	0,603	0,382	$91\ 10^{-4}$	165

Выбранное сечение провода удовлетворяет условиям выбора по допустимому току (таблица 3.1).

Далее необходимо выбрать количество и мощность трансформаторов. Для обеспечения надежности электроснабжения на подстанции устанавливаются два параллельно работающих трансформатора одинаковой мощности. Мощность каждого из трансформаторов выбирается по выражению:

$$S_{Н.ТР} = \frac{S_{ТВ}}{n \cdot k_{пер}}, \tag{3.3}$$

где $S_{Н.ТР.}$ – номинальная мощность выбираемого трансформатора, МВА;

$S_{ТВ}$ – расчетная мощность трансформатора с учетом потерь, МВА;

n – количество трансформаторов;

$k_{пер}$ – коэффициент перегрузки трансформатора ($k_{пер}$=0,7).

Приближенно потери в трансформаторах можно определить по формулам следующим:

$$\Delta P_{Т} = 0{,}035 \cdot S_{Т}, \tag{3.4}$$

$$\Delta Q_{Т} = 0{,}09 \cdot S_{Т}, \tag{3.5}$$

$$\Delta S_{Т} = \Delta P_{Т} + \Delta Q_{Т}, \tag{3.6}$$

где $S_{т}$ – расчетная мощность подстанции, МВА.

Расчетная мощность подстанции определяется по следующей формуле:

$$S_{Т} = \sqrt{P^2 + Q^2}, \tag{3.7}$$

где P – активная нагрузка ПС «Жамантуз», МВт;

Q – реактивная нагрузка ПС «Жамантуз», МВАр.

Нагрузка на подстанциях с учетом потерь в трансформаторах:

$$P_{ТВ} = P + \Delta P_{Т}, \tag{3.8}$$

$$Q_{ТВ} = Q + \Delta Q, \tag{3.9}$$

$$S_{ТВ} = \sqrt{P_{ТВ}^{\ 2} + Q_{ТВ}^{\ 2}}. \tag{3.10}$$

Проверка выбранных трансформаторов осуществляется по коэффициенту загрузки:

$$К_{З} = \frac{S_{ТР}}{n \cdot S_{Н.ТР.}}, \tag{3.11}$$

где n – количество трансформаторов.

Нагрузка на подстанции приведена в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Нагрузка ПС «Жамантуз»

Название ПС	Нагрузка		
	S, МВА	P, МВт	Q, МВАр
Жамантуз	3,77	3,213	1,98

Расчет потерь трансформаторов по формулам 3.3 – 3.6:

$$S_{Т} = \sqrt{3{,}213^2 + 1{,}98^2} = 3{,}77 \ \text{МВА},$$

$$\Delta P_{Т} = 0{,}035 \cdot 3{,}77 = 0{,}13 \ \text{МВт},$$

$$\Delta Q_{Т} = 0{,}09 \cdot 3{,}77 = 0{,}33 \ \text{МВАр}.$$

Нагрузка на подстанции с учетом потерь трансформаторов по формулам 3.8 – 3.10:

$$P_{ТВ} = 3{,}213 + 0{,}13 = 3{,}343 \ \text{МВт},$$

$$Q_{ТВ} = 1{,}98 + 0{,}33 = 2{,}31 \ \text{МВАр},$$

$$S_{Н.ТР.} = \frac{\sqrt{3{,}343^2 + 2{,}31^2}}{2 \cdot 0{,}7} = 2{,}9 \ \text{МВА}.$$

Устанавливаем 2 трансформатора типа ТМН 2500/110. Проверка трансформаторов при помощи коэффициента загрузки по формуле 3.11:

$$К_З = \frac{2{,}9}{2 \cdot 2{,}5} = 0{,}58.$$

3.2 Составление схемы замещения, расчет параметров ЛЭП и трансформаторов ПС «Жамантуз»

Строительство новой ПС «Жамантуз» планируется произвести между ПС «М.Горького» и ПС «Мариновская», подключение подстанции к сети осуществляется при помощи ответвления одноцепной линии электропередачи 110 кВ протяженностью 20 км от линии ПС «М.Горького» − ПС «Мариновская» с использованием проводов марки АС-50, на подстанции устанавливаются два трансформатора типа ТМН 2500/110/10кВ.

Схема замещения рассматриваемого участка электрической сети с учетом ввода новой ПС «Жамантуз» 110/35/10 кВ приведена на рисунке 3.3.

На схеме замещения указаны значения эквивалентных активных, реактивных сопротивлений (единица измерения − Ом), а также проводимостей (единица измерения − См) линий электропередачи сопротивления трансформаторов, установленных на подстанциях рассматриваемого участка электрической сети.

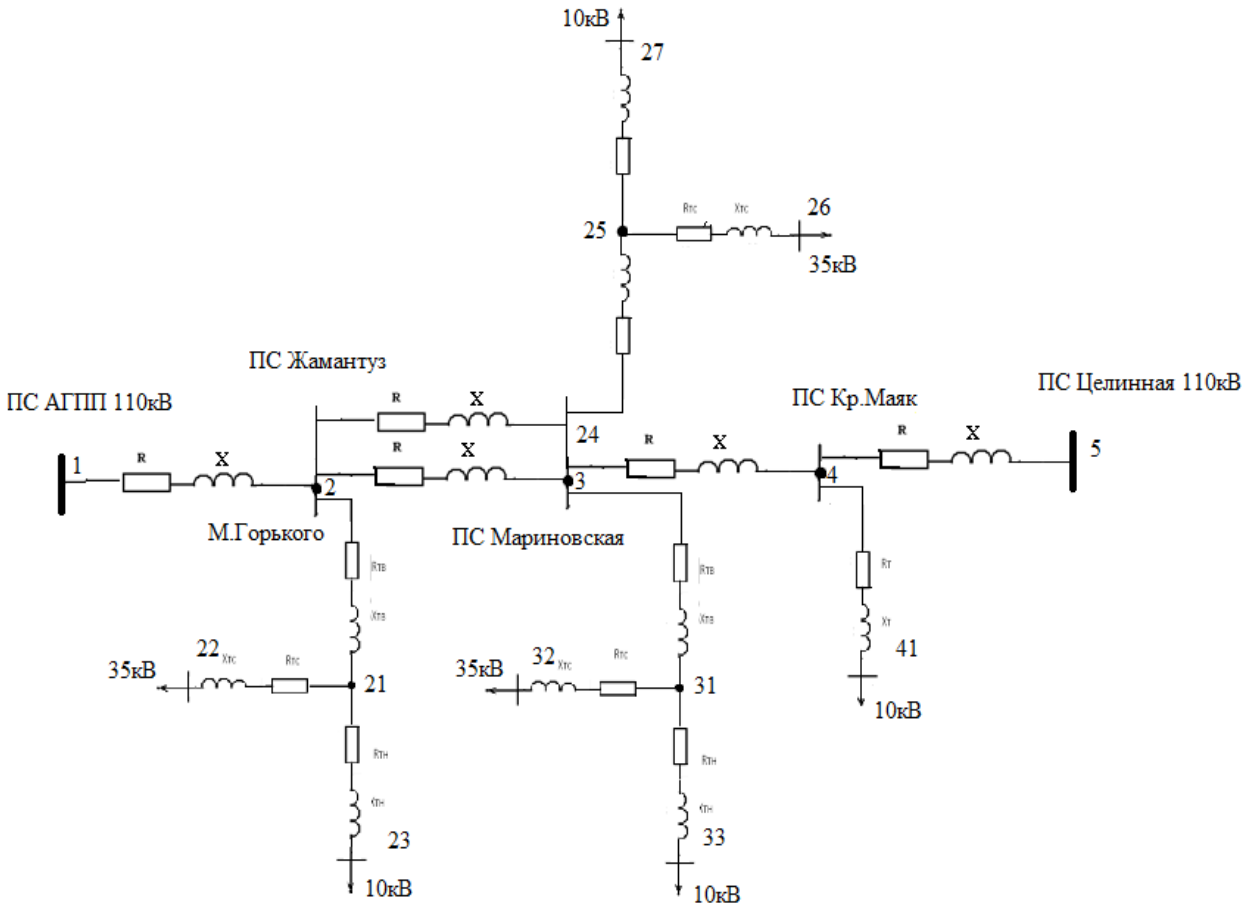


Рисунок 3.3 − Схема замещения рассматриваемого участка сети с учетом ввода ПС «Жамантуз»

Расчет эквивалентных активных и реактивных сопротивлений, проводимостей производится по формулам 2.1, 2.2 и 2.3:

Ответвление на ПС «М.Горького» (узел 2) – ответвление на ПС «Жамантуз» (узел 3):

$$R_1 = 20 \cdot 0{,}603 = 12{,}06 \text{ Ом},$$

$$X_1 = 20 \cdot 0{,}382 = 7{,}64 \text{ Ом},$$

$$B_1 = 20 \cdot 0{,}91 \cdot 10^{-2} \cdot 10^{-4} = 18{,}2 \cdot 10^{-6} \text{ См.}$$

Ответвление на ПС «Жамантуз» (узел 3) – ПС «Мариновская» (узел 4):

$$R_2 = 23 \cdot 0{,}603 = 13{,}86 \text{ Ом,}$$

$$X_2 = 23 \cdot 0{,}382 = 8{,}78 \text{ Ом,}$$

$$B_2 = 23 \cdot 0{,}91 \cdot 10^{-2} \cdot 10^{-4} = 20{,}93 \cdot 10^{-6} \text{ См.}$$

Полученные результаты расчетов приведены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Эквивалентные сопротивления линий электропередачи с учетом строительства новой ЛЭП

Линия электропередачи	R, Ом	X, Ом	B×10^{-6}, См
ПС М.Горького - ПС Жамантуз	12,06	7,64	18,2
ПС Жамантуз – ПС Мариновская	13,86	8,78	20,93

3.3 Расчет максимального режима работы сети с учетом ввода ПС «Жамантуз» 110/35/10 кВ

При расчете режимов с учетом ввода ПС «Жамантуз» нагрузка на подстанциях существующей электрической сети в перспективе увеличивается на 15%.

В таблице 3.4 приведена нагрузка на подстанциях рассматриваемого участка электрической сети с учетом увеличения ее в перспективе на 15% на существующих подстанциях и с учетом ввода ПС «Жамантуз».

Таблица 3.4 − Нагрузка на подстанциях рассматриваемого участка сети с учетом увеличения на 15% и ввода ПС «Жамантуз»

Название ПС	Нагрузка		
	S, МВА	P, МВт	Q, МВАр
Кр.Маяк	3,4	2,93	1,8
Жамантуз	4,32	3,68	2,27
Мариновская	8,67	7,36	4,6
М.Горького	8,67	7,36	4,6

Узлы

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	_сх	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	U_min	U_max	B_ш	V	Delta
1			База	1	АГПП 110	115					19.8	8.4	115	-1000	1000				115	
2			Нагр	2	ПС М Горького	110							110						112.71	-0.48
3			Нагр	21	М Горького 110	110							110						112.69	-0.48
4			Нагр	22	М Горького 35	35			5.2	3.2			35						35.83	-0.49
5			Нагр	23	М Горького 10	10			2.2	1.4			10						10.14	-0.49
6			Нагр	24	ПС Жамантуз	110													112.19	-0.5
7			Нагр	25	Жамантуз 110	110													112.17	-0.5
8			Нагр	26	Жамантуз 35	35			2.6	1.6			110						35.67	-0.5
9			Нагр	27	Жамантуз 10	10			1.1	0.6			10						10.1	-0.5
10			Нагр	3	ПС Мариновская	110							110						111.01	-0.91
11			Нагр	31	Мариновская 110	110							110						110.98	-0.91
12			Нагр	32	Мариновская 35	35			5.2	3.2			35						35.29	-0.91
13			Нагр	33	Мариновская 10	10			2.2	1.4			10						9.99	-0.91
14			Нагр	4	ПС Кр Маяк	110							110						110.99	-1
15			Нагр	41	Кр Маяк 10	10			0.9	0.5			10						9.99	-1
16			Нагр	5	Целинная	110							110						111.03	-1.02

Рисунок 3.4 – Узлы (максимальный режим)

Ветви

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_г	?ур	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач
1			ЛЭП	1	2			АГПП 110 - ПС М Горького	9.07	9.55	-54.7		-19.731	-8
2			Тр-р	2	21			ПС М Горького - М Горького 110	0.21	0.22		1	-7.402	-5
3			Тр-р	21	22			М Горького 110 - М Горького 35	0.21	0.22		0.318	-5.2006	-3
4			Тр-р	21	23			М Горького 110 - М Горького 10	0.21	0.22		0.09	-2.2001	-1
5			ЛЭП	2	24			ПС М Горького - ПС Жамантуз	12.06	7.64	-18.2		-6.5656	-2
6			Тр-р	24	25			ПС Жамантуз - Жамантуз 110	0.3	0.19		1	-3.6465	-2
7			Тр-р	25	26			Жамантуз 110 - Жамантуз 35	0.3	0.19		0.318	-2.5622	-2
8			Тр-р	25	27			Жамантуз 110 - Жамантуз 10	0.3	0.19		0.09	-1.102	-1
9			ЛЭП	24	3			ПС Жамантуз - ПС Мариновская	13.86	8.78	-20.9		-2.8775	-0
10			ЛЭП	2	3			ПС М Горького - ПС Мариновская	17	17	-102.6		-5.4434	-2
11			Тр-р	3	31			ПС Мариновская - Мариновская 110	0.21	0.22		1	-7.3717	-5
12			Тр-р	31	32			Мариновская 110 - Мариновская 35	0.21	0.22		0.318	-5.2048	-3
13			Тр-р	31	33			Мариновская 110 - Мариновская 10	0.21	0.22		0.09	-2.2044	-1
14			ЛЭП	3	4			ПС Мариновская - ПС Кр Маяк	11.39	11.98	-68.8		-0.8983	1
15			Тр-р	4	41			ПС Кр Маяк - Кр Маяк 10	0.21	0.22		0.09	-0.9007	-0
16			ЛЭП	4	5			ПС Кр Маяк - Целинная	10.7	11.27	-64.7		-0.0002	1

Рисунок 3.5 – Ветви (максимальный режим)

Районы+Потери

	№р-н	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш
		U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр-р	
1				0.42508	0.42037	0.00471	-0	-0		

Рисунок 3.6 – Потери активной мощности (максимальный режим)

Районы+Потери Q

	№р-н	Район	Dq	dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр	dQ_пост	ШQ_ЛЭП	Ш_Тр	dQ_Ш
		U_ном		dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр	dQ_пост	_Ген_ЛЭ	Q_XX_тр-р	
1				0.42197	0.41732	0.00465	-4.15	-4.15		

Рисунок 3.7 – Потери реактивной мощности (максимальный режим)

Из результатов расчета максимального режима сети с учетом ввода ПС «Жамантуз» и при увеличении нагрузок на подстанциях на 15% видно, что потери активной мощности в ЛЭП составляют 0,42 МВт, в трансформаторах – 0.004 МВт, нагрузочные потери – 0,42 МВт.

Значения перетоков мощности в максимальном режиме работы рассматриваемого участка сети показаны на рисунке 3.8.

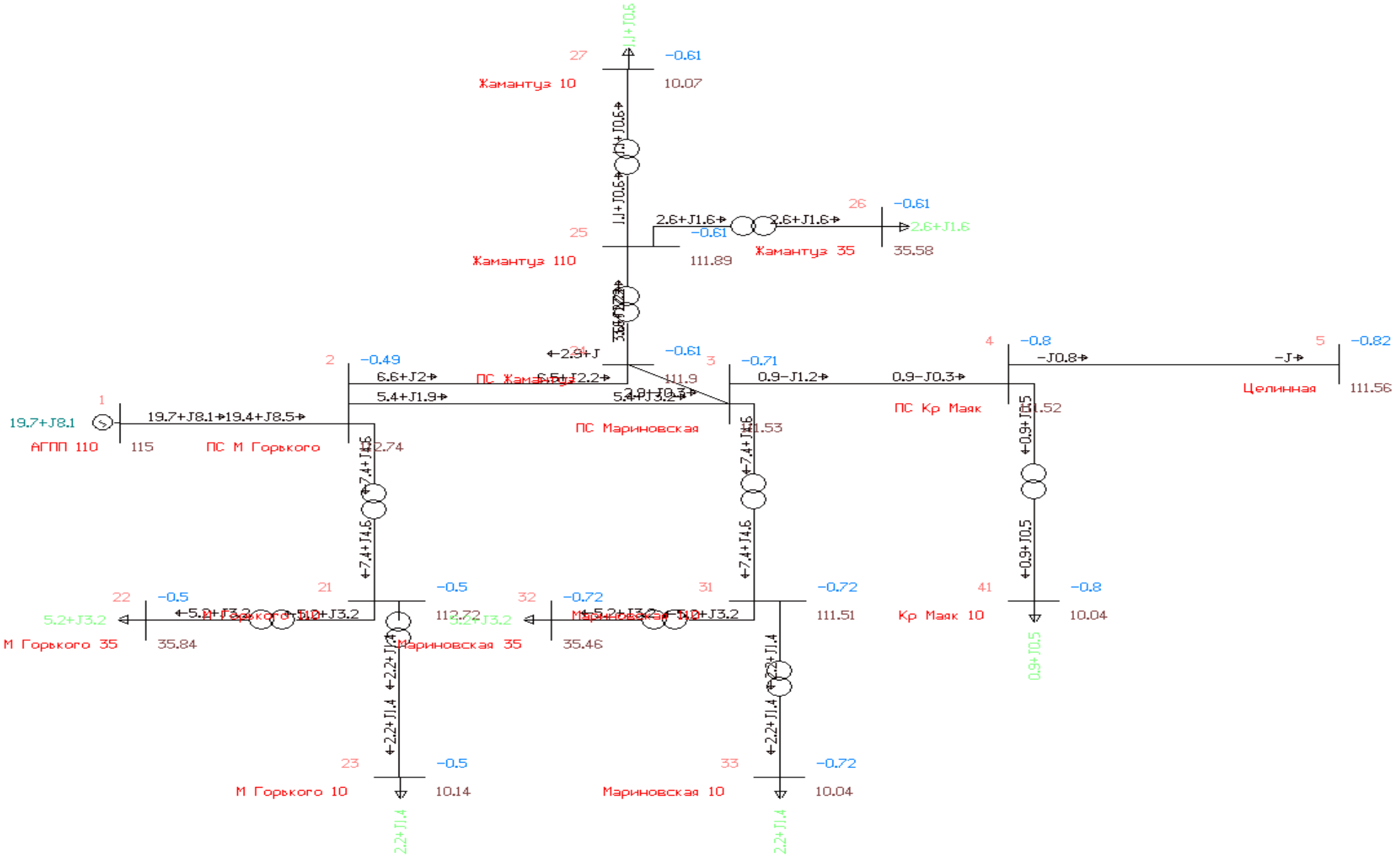


Рисунок 3.8 – Графика (максимальный режим)

3.4 Расчет минимального режима работы сети с учетом ввода ПС «Жамантуз» 110/35/10 кВ

При расчете минимального режима работы сети нагрузки на подстанциях уменьшаются на 30%.

Таблица 3.5 – Данные о нагрузках подстанций для минимального режима

Название ПС	Нагрузка		
	S, МВА	P, МВт	Q, МВАр
М.Горького	5,28	4,48	2,8
Мариновская	5,28	4,48	2,8
Красный Маяк	2,1	1,785	1,1
Жамантуз	2,58	2,24	1,3

Узлы

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	_cx	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	U_min	U_max	B_ш	V	Delta
1			База	1	АГПП 110	115					11.849	3.028	115	-1000	1000				115	
2			Нагр	2	ПС М Горького	110							110						113.79	-0.36
3			Нагр	21	М Горького 110	110							110						113.77	-0.36
4			Нагр	22	М Горького 35	35			3.1	2			35						36.18	-0.36
5			Нагр	23	М Горького 10	10			1.4	0.8			10						10.24	-0.36
6			Нагр	24	ПС Жамантуз	110							110						113.33	-0.46
7			Нагр	25	Жамантуз 110	110							110						113.32	-0.46
8			Нагр	26	Жамантуз 35	35			1.6	0.9			35						36.03	-0.46
9			Нагр	27	Жамантуз 10	10			0.6	0.4			10						10.2	-0.46
10			Нагр	3	ПС Мариновская	110							110						113.14	-0.54
11			Нагр	31	Мариновская 110	110							110						113.13	-0.55
12			Нагр	32	Мариновская 35	35			3.1	2			35						35.97	-0.55
13			Нагр	33	Мариновская 10	10			1.4	0.8			10						10.18	-0.55
14			Нагр	4	ПС Кр Маяк	110							110						113.19	-0.63
15			Нагр	41	Кр Маяк 10	10			0.6	0.3			10						10.19	-0.63
16			Нагр	5	Целинная	110							110						113.23	-0.65

Рисунок 3.9 − Узлы (минимальный режим)

Ветви

	О	S	Тип	N_нач	N_кон	N_г	?ур	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач
1			ЛЭП	1	2			АГПП 110 - ПС М Горького	9.07	9.55	-54.7		-11.848	-3
2			Тр-р	2	21			ПС М Горького - М Горького 110	0.21	0.22		1	-4.4823	-3
3			Тр-р	21	22			М Горького 110 - М Горького 35	0.21	0.22		0.318	-3.1024	-2
4			Тр-р	21	23			М Горького 110 - М Горького 10	0.21	0.22		0.09	-1.4024	-1
5			ЛЭП	2	24			ПС М Горького - ПС Жамантуз	12.06	7.64	-18.2		-3.9025	-1
6			Тр-р	24	25			ПС Жамантуз - Жамантуз 110	0.3	0.19		1	-2.1882	-1
7			Тр-р	25	26			Жамантуз 110 - Жамантуз 35	0.3	0.19		0.318	-1.6015	-1
8			Тр-р	25	27			Жамантуз 110 - Жамантуз 10	0.3	0.19		0.09	-0.6016	-0
9			ЛЭП	24	3			ПС Жамантуз - ПС Мариновская	13.86	8.78	-20.9		-1.7073	0
10			ЛЭП	2	3			ПС М Горького - ПС Мариновская	17	17	-102.6		-3.3634	-0
11			Тр-р	3	31			ПС Мариновская - Мариновская 110	0.21	0.22		1	-4.4708	-3
12			Тр-р	31	32			Мариновская 110 - Мариновская 35	0.21	0.22		0.318	-3.1034	-2
13			Тр-р	31	33			Мариновская 110 - Мариновская 10	0.21	0.22		0.09	-1.4037	-1
14			ЛЭП	3	4			ПС Мариновская - ПС Кр Маяк	11.39	11.98	-68.8		-0.5949	1
15			Тр-р	4	41			ПС Кр Маяк - Кр Маяк 10	0.21	0.22		0.09	-0.6013	-0
16			ЛЭП	4	5			ПС Кр Маяк - Целинная	10.7	11.27	-64.7		-0.0002	1

Рисунок 3.10 – Ветви (минимальный режим)

Районы+Потери

	Np+	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш
		U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр-р	
1				0.14108	0.13939	0.00169	-0	-0		

Рисунок 3.11 – Потери активной мощности (минимальный режим)

Районы+Потери Q

	Np+	Район	Dq	dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр	dQ_пост	ШQ_ЛЭП	Ш_Тр	dQ_Ш
		U_ном		dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр	dQ_пост	_Ген_ЛЭ	Q_XX_тр-р	
1				0.14007	0.13841	0.00167	-4.25	-4.25		

Рисунок 3.12 – Потери реактивной мощности (минимальный режим)

В минимальном режиме работы сети с учетом ввода ПС «Жамантуз» нагрузочные потери активной мощности составляют 0,14 МВт, потери в ЛЭП – 0,13 МВт, потери в трансформаторах – 0.01 МВт.

Значения перетоков мощности в минимальном режиме работы рассматриваемого участка сети показаны на рисунке 3.13.

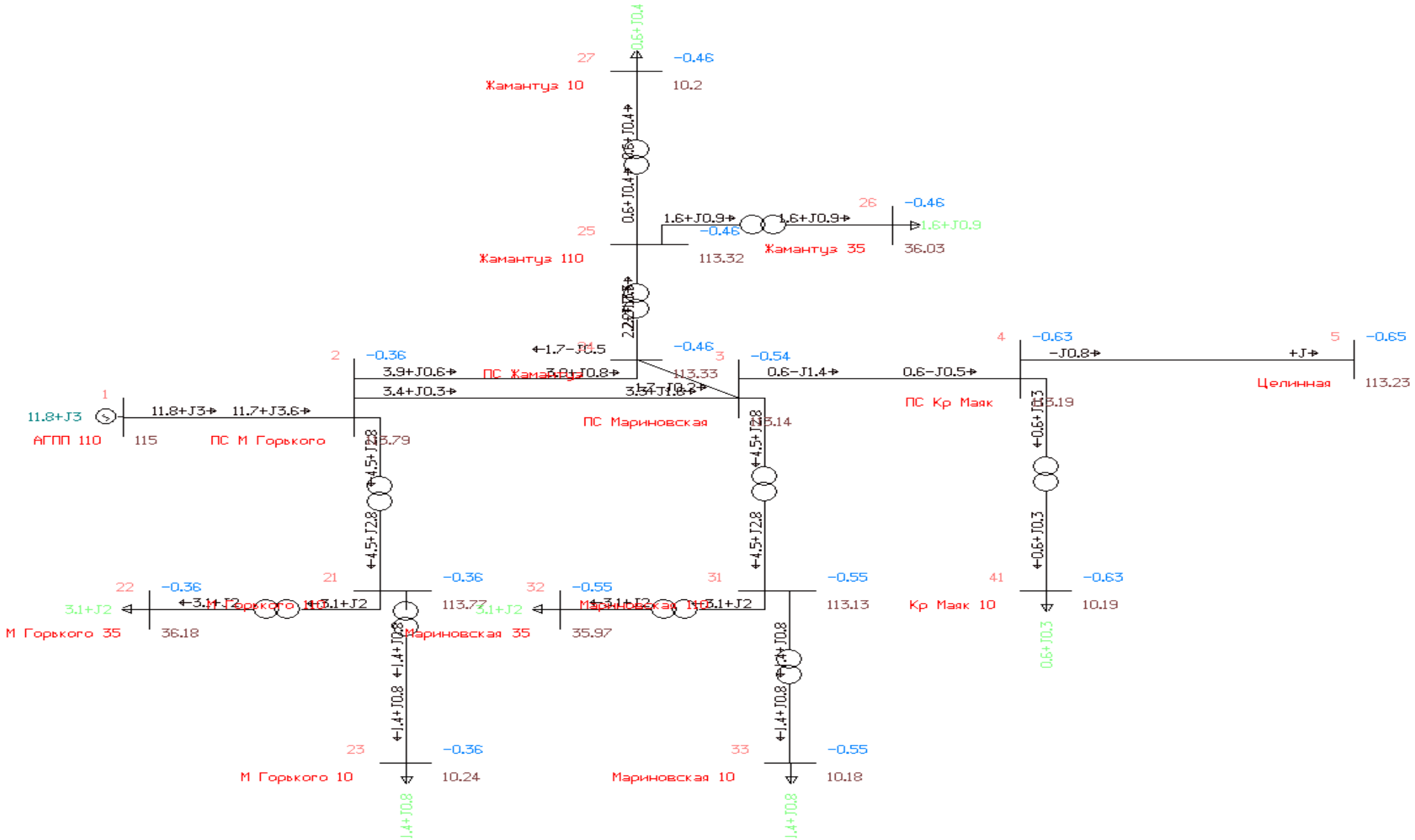


Рисунок 3.13 – Графика (минимальный режим)

3.5 Расчет максимального послеаварийного режима работы сети с учетом ввода ПС «Жамантуз» 110/35/10 кВ

В данном случае в качестве послеаварийного режима выступает участок сети - ПС «Целинная 110».

Узлы

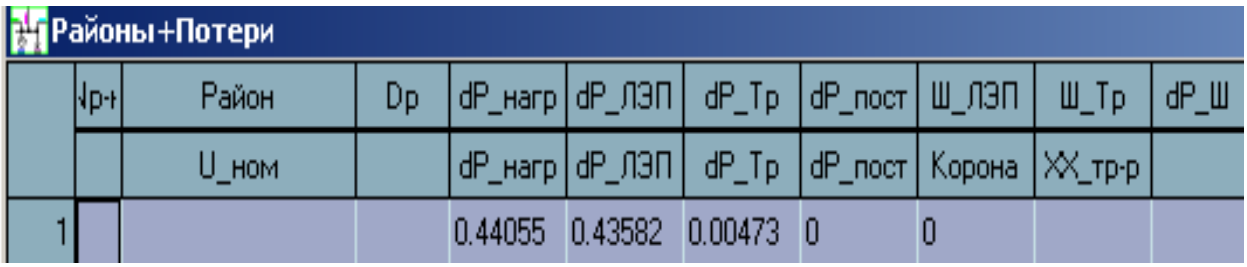
	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	_сх	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	U_min	U_max	B_ш	V	Delta
1			База	1	АГПП 110	115					19.741	8.927	115	-1000	1000				115	
2			Нагр	2	ПС М Горького	110							110						112.68	-0.46
3			Нагр	21	М Горького 110	110							110						112.65	-0.46
4			Нагр	22	М Горького 35	35			5.2	3.2			35						35.82	-0.47
5			Нагр	23	М Горького 10	10			2.2	1.4			10						10.14	-0.46
6			Нагр	24	ПС Жамантуз	110							110						111.8	-0.56
7			Нагр	25	Жамантуз 110	110							110						111.79	-0.56
8			Нагр	26	Жамантуз 35	35			2.6	1.6			35						35.54	-0.56
9			Нагр	27	Жамантуз 10	10			1.1	0.6			10						10.06	-0.56
10			Нагр	3	ПС Мариновская	110							110						111.4	-0.64
11			Нагр	31	Мариновская 110	110							110						111.38	-0.65
12			Нагр	32	Мариновская 35	35			5.2	3.2			35						35.41	-0.65
13			Нагр	33	Мариновская 10	10			2.2	1.4			10						10.02	-0.65
14			Нагр	4	ПС Кр Маяк	110							110						111.3	-0.69
15			Нагр	41	Кр Маяк 10	10			0.9	0.5			10						10.02	-0.69
16		X	Нагр	5	Целинная	110							110							-0.65

Рисунок 3.14 – Узлы (послеаварийный максимальный режим)

Ветви

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_г	Груг	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач
1			ЛЭП	1	2			АГПП 110 - ПС М Го	9.07	9.55	-54.7		-19.740	-9
2			Тр-р	2	21			ПС М Горького - М Г	0.21	0.22		1	-7.3798	-5
3			Тр-р	21	22			М Горького 110 - М	0.21	0.22		0.318	-5.2029	-3
4			Тр-р	21	23			М Горького 110 - М	0.21	0.22		0.09	-2.2028	-1
5			ЛЭП	2	24			ПС М Горького - ПС	12.06	7.64	-18.2		-6.6355	-2
6			Тр-р	24	25			ПС Жамантуз - Жам	0.3	0.19		1	-3.6878	-2
7			Тр-р	25	26			Жамантуз 110 - Жам	0.3	0.19		0.318	-2.6015	-2
8			Тр-р	25	27			Жамантуз 110 - Жам	0.3	0.19		0.09	-1.1016	-1
9			ЛЭП	24	3			ПС Жамантуз - ПС М	13.86	8.78	-20.9		-2.9084	-0
10			ЛЭП	2	3			ПС М Горького - ПС	17	17	-102.6		-5.4058	-2
11			Тр-р	3	31			ПС Мариновская - М	0.21	0.22		1	-7.3719	-5
12			Тр-р	31	32			Мариновская 110 - М	0.21	0.22		0.318	-5.203	-3
13			Тр-р	31	33			Мариновская 110 - М	0.21	0.22		0.09	-2.2034	-1
14			ЛЭП	3	4			ПС Мариновская - Г	11.39	11.98	-68.8		-0.8956	0
15			Тр-р	4	41			ПС Кр Маяк - Кр Ма	0.21	0.22		0.09	-0.9009	-1
16		X	ЛЭП	4	5			ПС Кр Маяк - Целин	10.7	11.27	-64.7			

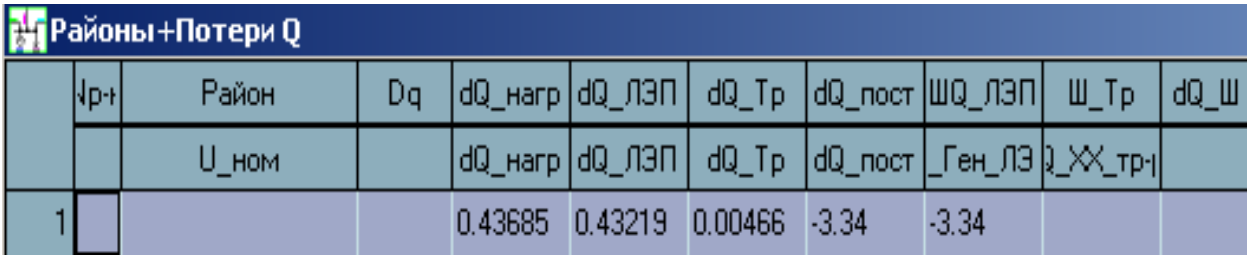
Рисунок 3.15 – Ветви (послеаварийный максимальный режим)



Районы+Потери

	Np-t	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш
		U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр-р	
1				0.44055	0.43582	0.00473	0	0		

Рисунок 3.16 − Потери активной мощности



Районы+Потери Q

	Np-t	Район	Dq	dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр	dQ_пост	ШQ_ЛЭП	Ш_Тр	dQ_Ш
		U_ном		dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр	dQ_пост	_Ген_ЛЭ	Q_XX_тр-р	
1				0.43685	0.43219	0.00466	-3.34	-3.34		

Рисунок 3.17 − Потери реактивной мощности

Результаты расчета послеаварийного режима работы сети, т. е. при отключении ПС «Целинная », потери активной мощности: в ЛЭП – 0,43МВт, в трансформаторах – 0.004 МВт, нагрузочные потери – 0,44 МВт.

Значения перетоков мощности в максимальном послеаварийном режиме работы рассматриваемого участка сети показаны на рисунке 3.18.

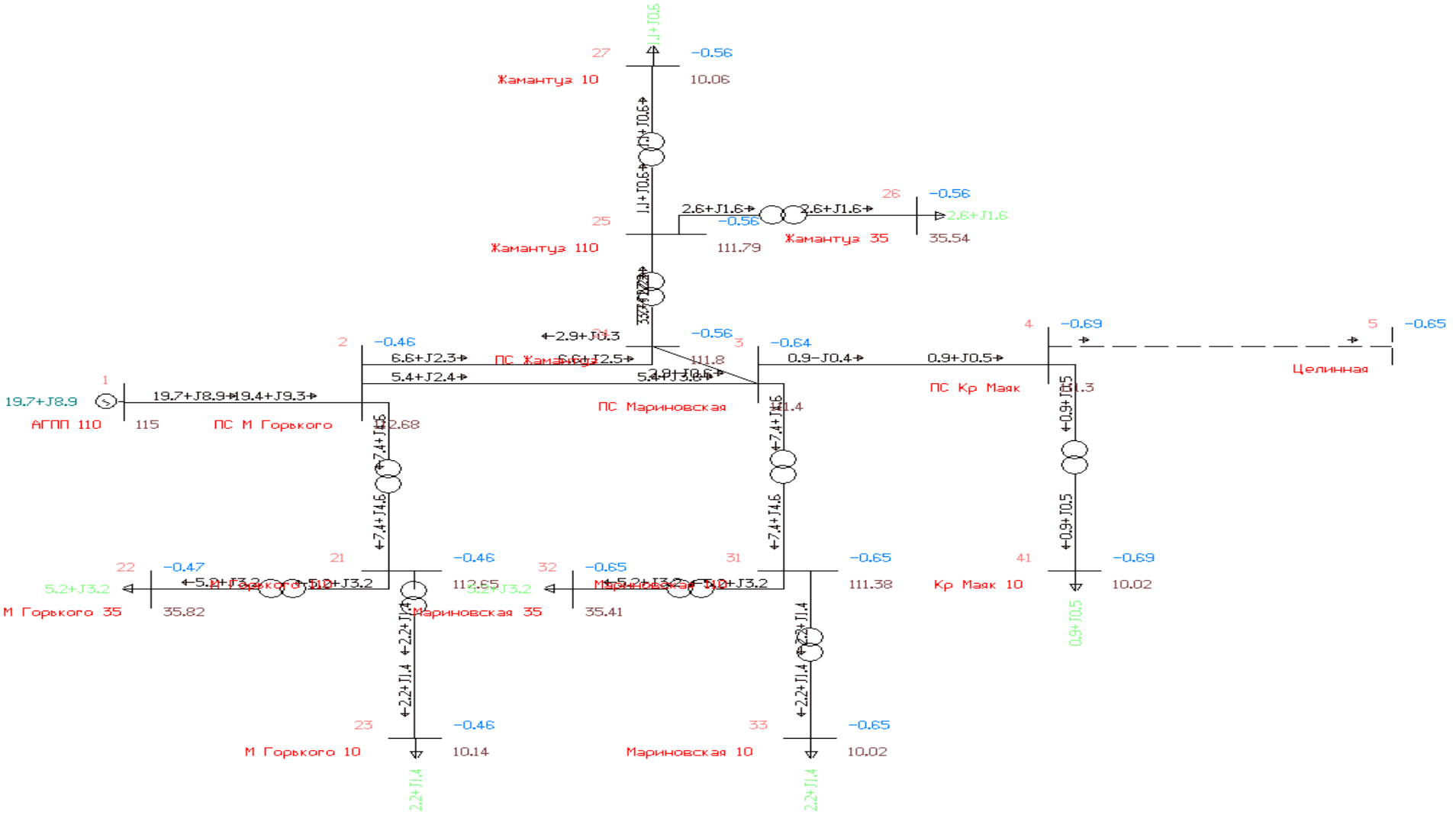


Рисунок 3.18 – Графика (максимальный послеаварийный режим)

3.6 Расчет минимального послеаварийного режима работы сети с учетом ввода ПС «Жамантуз» 110/35/10кВ

В данном случае в качестве послеаварийного режима выступает участок сети - ПС «Целинная 110».

Узлы

	О	S	Тип	Номер	Название	U_ном	_с	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	U_min	U_max	B_ш	V	Delta
1			База	1	АГПП 110	115					11.849	3.028	115	-1000	1000				115	
2			Нагр	2	ПС М Горького	110							110						113.79	-0.36
3			Нагр	21	М Горького 110	110							110						113.77	-0.36
4			Нагр	22	М Горького 35	35			3.1	2			35						36.18	-0.36
5			Нагр	23	М Горького 10	10			1.4	0.8			10						10.24	-0.36
6			Нагр	24	ПС Жамантуз	110							110						113.33	-0.46
7			Нагр	25	Жамантуз 110	110							110						113.32	-0.46
8			Нагр	26	Жамантуз 35	35			1.6	0.9			35						36.03	-0.46
9			Нагр	27	Жамантуз 10	10			0.6	0.4			10						10.2	-0.46
10			Нагр	3	ПС Мариновская	110							110						113.14	-0.54
11			Нагр	31	Мариновская 110	110							110						113.13	-0.55
12			Нагр	32	Мариновская 35	35			3.1	2			35						35.97	-0.55
13			Нагр	33	Мариновская 10	10			1.4	0.8			10						10.18	-0.55
14			Нагр	4	ПС Кр Маяк	110							110						113.19	-0.63
15			Нагр	41	Кр Маяк 10	10			0.6	0.3			10						10.19	-0.63
16		X	Нагр	5	Целинная	110							110							-0.65

Рисунок 3.19 − Узлы (минимальный послеаварийный режим)

Ветви

	О	S	Тип	N_нач	N_кон	N_г	Груг	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач
1			ЛЭП	1	2			АГПП 110 - ПС М Горького	9.07	9.55	-54.7		-11.848	-3
2			Тр-р	2	21			ПС М Горького - М Горького 110	0.21	0.22		1	-4.4823	-3
3			Тр-р	21	22			М Горького 110 - М Горького 35	0.21	0.22		0.318	-3.1024	-2
4			Тр-р	21	23			М Горького 110 - М Горького 10	0.21	0.22		0.09	-1.4024	-1
5			ЛЭП	2	24			ПС М Горького - ПС Жамантуз	12.06	7.64	-18.2		-3.9025	-1
6			Тр-р	24	25			ПС Жамантуз - Жамантуз 110	0.3	0.19		1	-2.1882	-1
7			Тр-р	25	26			Жамантуз 110 - Жамантуз 35	0.3	0.19		0.318	-1.6015	-1
8			Тр-р	25	27			Жамантуз 110 - Жамантуз 10	0.3	0.19		0.09	-0.6016	-0
9			ЛЭП	24	3			ПС Жамантуз - ПС Мариновская	13.86	8.78	-20.9		-1.7073	0
10			ЛЭП	2	3			ПС М Горького - ПС Мариновская	17	17	-102.6		-3.3634	-0
11			Тр-р	3	31			ПС Мариновская - Мариновская 110	0.21	0.22		1	-4.4708	-3
12			Тр-р	31	32			Мариновская 110 - Мариновская 35	0.21	0.22		0.318	-3.1034	-2
13			Тр-р	31	33			Мариновская 110 - Мариновская 10	0.21	0.22		0.09	-1.4037	-1
14			ЛЭП	3	4			ПС Мариновская - ПС Кр Маяк	11.39	11.98	-68.8		-0.5949	1
15			Тр-р	4	41			ПС Кр Маяк - Кр Маяк 10	0.21	0.22		0.09	-0.6013	-0
16		X	ЛЭП	4	5			ПС Кр Маяк - Целинная	10.7	11.27	-64.7			

Рисунок 3.20 – Ветви (минимальный послеаварийный режим)

Районы+Потери

	№р-н	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш
		U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр-р	
1				0.13946	0.13783	0.00164	-0	-0		

Рисунок 3.21 − Потери активной мощности

Районы+Потери Q

	№р-н	Район	Dq	dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр	dQ_пост	ШQ_ЛЭП	Ш_Тр	dQ_Ш
		U_ном		dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр	dQ_пост	_Ген_ЛЭ	Q_XX_тр-р	
1				0.13749	0.13587	0.00161	-3.42	-3.42		

Рисунок 3.22 − Потери реактивной мощности

Результаты расчета послеаварийного режима работы сети, т. е. при отключении ПС «Целинная», потери активной мощности: в ЛЭП – 0,21МВт, в трансформаторах – 0.002 МВт, нагрузочные потери – 0,22 МВт.

Значения перетоков мощности в максимальном послеаварийном режиме работы рассматриваемого участка сети показаны на рисунке 3.23.

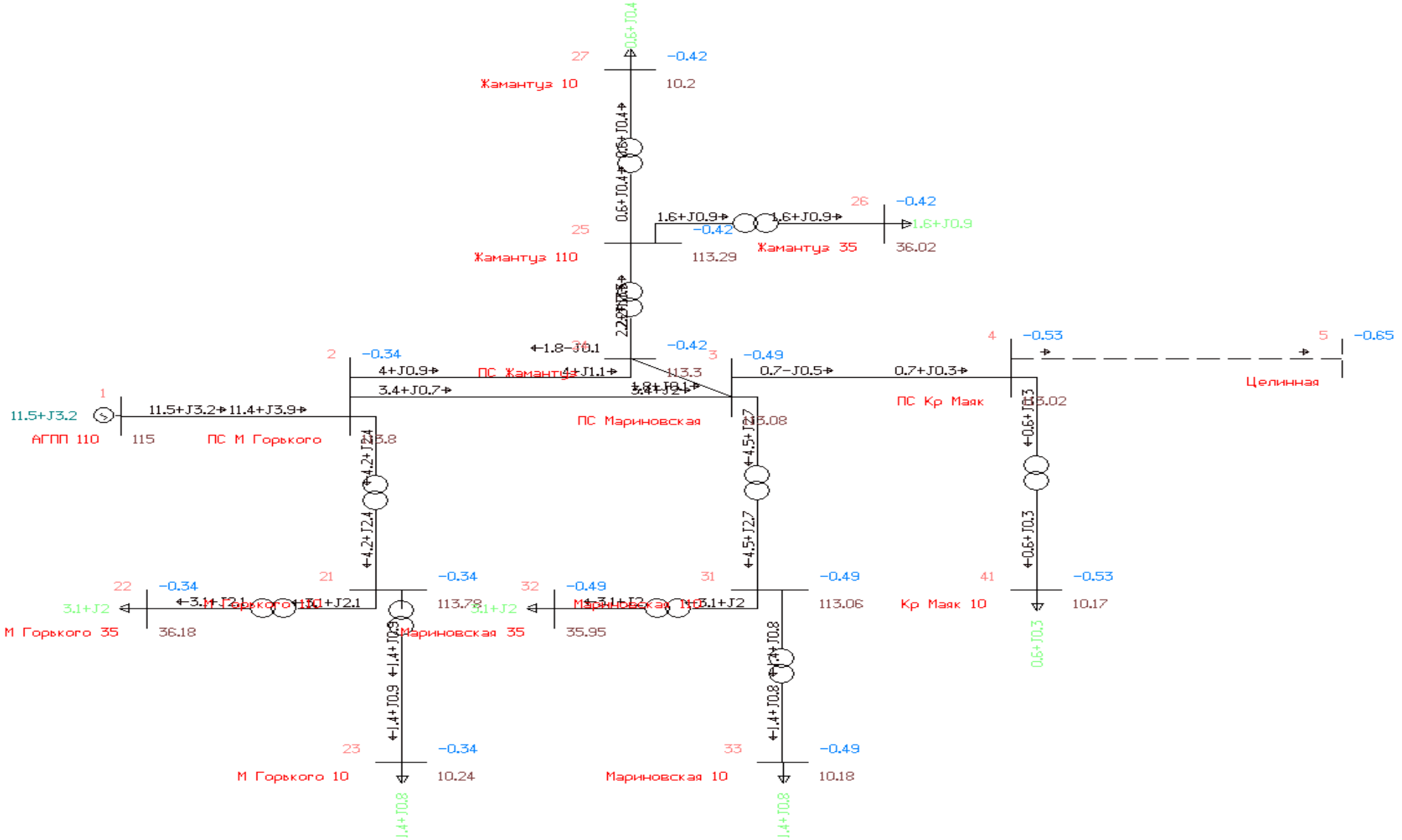


Рисунок 3.23 − Графика (минимальный послеаварийный режим)

3.7 Расчет годовых потерь

Расчет годовых потерь мощности для зимнего и летнего периодов после ввода новой ПС «Жамантуз» в существующую сеть: для зимнего периода годовые потери активной мощности рассчитываются по формуле:

$$W_{год.зим.} = P_{нагр} \cdot 24 \cdot 215, \quad (3.12)$$

где 24 – количество часов в сутках;
215 – количество дней в зимнем периоде.

$$W_{год.зим.} = 0,42 \cdot 24 \cdot 215 = 2167,2 \ \ МВт \cdot ч.$$

Годовые потери активной мощности минимального режима работы существующей сети (лето):

$$W_{год.лет.} = P_{нагр} \cdot 24 \cdot 150, \quad (3.13)$$

$$W_{год.лет.} = 0,14 \cdot 24 \cdot 150 = 504 МВт \cdot ч.$$

где 24 – количество часов в сутках;
150 – количество дней в летнем периоде.

В сумме годовые потери зимнего и летнего периодов составляют:

$$W_{год.} = 2167,2 + 504 = 2671,2 \ \ МВт \cdot ч.$$

4 Расчет режимов работы рассматриваемого участка сети с учетом ввода ПС «Жамантуз» II вариант

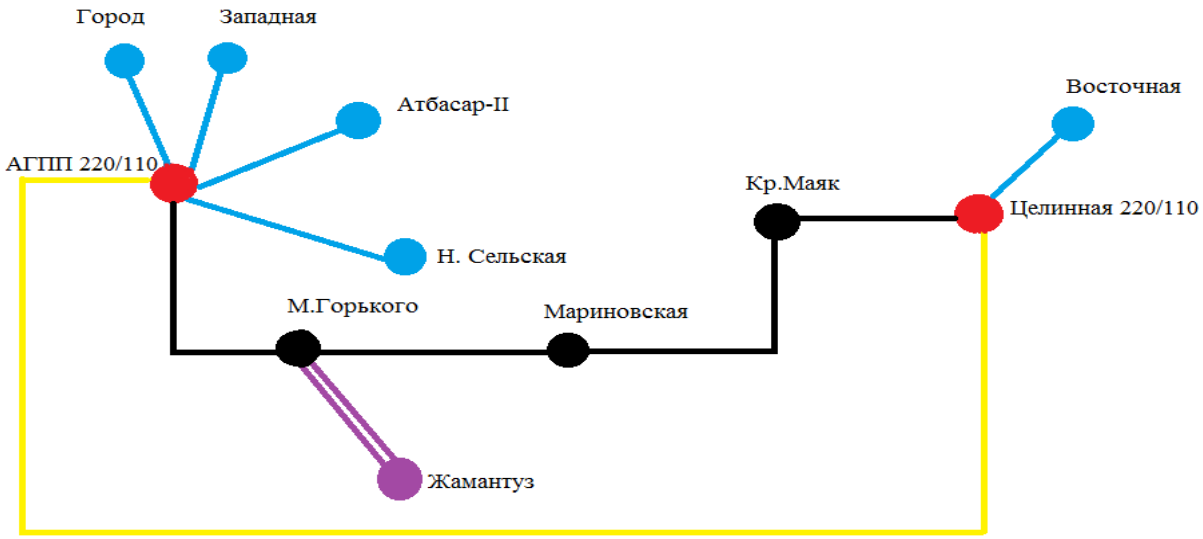


Рисунок 4.1 – Карта-схема рассматриваемого участка

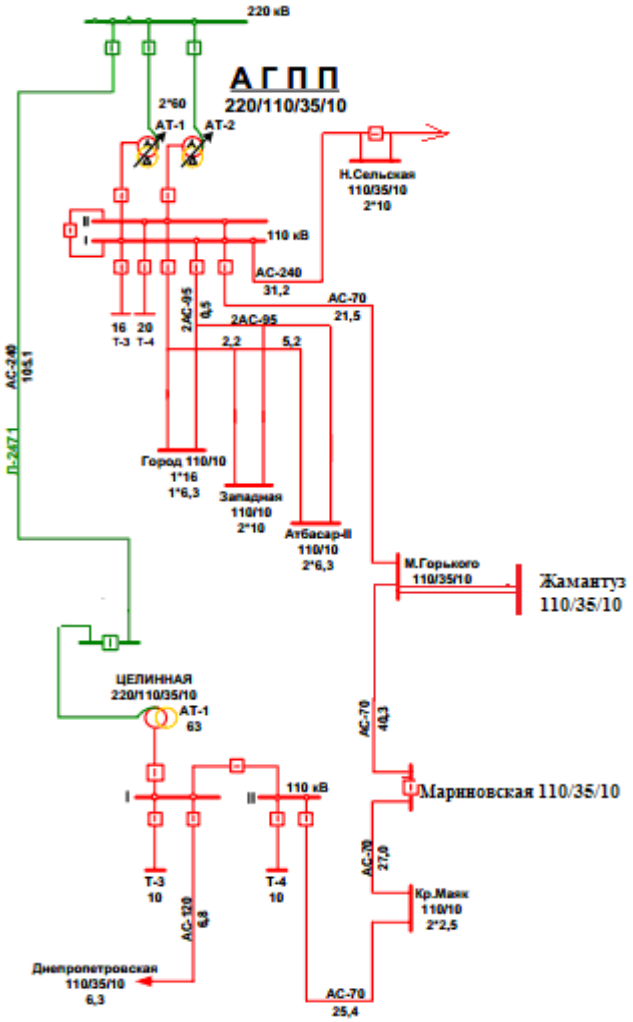


Рисунок 4.2 – Электрическая схема рассматриваемого участка с учётом ввода новой подстанции «Жамантуз»

4.1 Составление схемы замещения, расчет параметров ЛЭП и трансформаторов ПС «Жамантуз»

Строительство новой ПС «Жамантуз» планируется произвести на ПС «М.Горького», подключение подстанции к сети осуществляется при помощи ответвления двухцепной линии электропередачи 110 кВ протяженностью 20 км от линии ПС «М.Горького» с использованием проводов марки АС-50, на подстанции устанавливаются два трансформатора типа ТМН 2500/110.

Схема замещения рассматриваемого участка электрической сети с учетом ввода новой ПС «Жамантуз» 110 кВ приведена на рисунке 4.3.

На схеме замещения указаны значения эквивалентных активных, реактивных сопротивлений (единица измерения − Ом), а также проводимостей (единица измерения − См) линий электропередачи сопротивления трансформаторов, установленных на подстанциях рассматриваемого участка электрической сети.

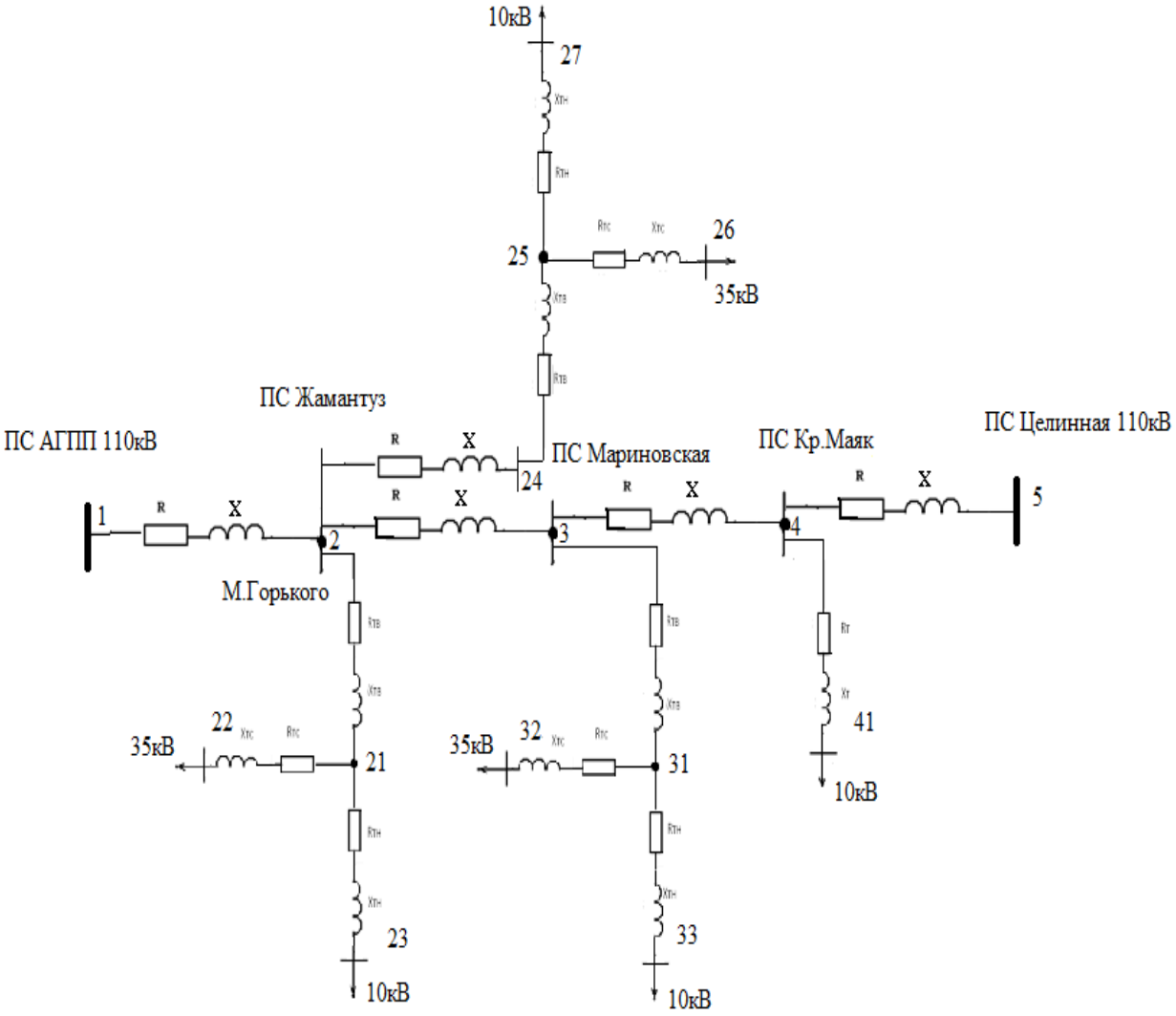


Рисунок 4.3 − Схема замещения рассматриваемого участка сети с учетом ввода ПС «Жамантуз»

Далее по формулам 2.1, 2.2 и 2.3 необходимо рассчитать эквивалентные сопротивления и проводимости линий.

Ответвление на ПС «М.Горького» (узел 2) – ответвление на ПС «Жамантуз» (узел 24):

$$R_1 = 20 \cdot 0{,}603 \cdot 2 = 24{,}12 \text{ Ом},$$

$$X_1 = 20 \cdot 0{,}382 \cdot 2 = 15{,}28 \text{ Ом},$$

$$B_1 = 20 \cdot 0{,}91 \cdot 10^{-2} \cdot 10^{-4} \cdot 2 = 36{,}4 \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

Полученные результаты расчетов сопротивлений приведены в таблице 2.4

Таблица 4.1 – Эквивалентные сопротивления линий электропередачи

Линия электропередачи	R, Ом	X, Ом	B×10^{-6}, См
АГПП 110-М. Горького	9,073	9,546	54,76
М. Горького – Мариновская	17	17,893	102,64
Мариновская-Красный Маяк	11,394	11,988	68,769
Красный Маяк – Целинная 110	10,718	11,277	64,693
М.Горького-Жамантуз	24,12	15,28	36,4

4.2 Расчет максимального режима работы сети с учетом ввода ПС «Жамантуз» 110/35/10 кВ

При расчете режимов с учетом ввода ПС «Жамантуз» нагрузка на подстанциях существующей электрической сети в перспективе увеличивается на 15%.

Таблица 4.2 − Нагрузка на подстанциях рассматриваемого участка сети с учетом увеличения на 15% и ввода ПС «Жамантуз»

Название ПС	Нагрузка		
	S, МВА	P, МВт	Q, МВАр
Кр.Маяк	3,4	2,93	1,8
Жамантуз	4,32	3,68	2,27
Мариновская	8,67	7,36	4,6
М.Горького	8,67	7,36	4,6

Узлы

	О	S	Тип	Номер	Название	U_ном	_сх	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	U_min	U_max	B_ш	V	Delta
1			База	1	АГПП 110	115					19.855	8.264	115	-1000	1000				115	
2			Нагр	2	ПС М Горького	110							110						112.72	-0.49
3			Нагр	21	М Горького 110	110							110						112.7	-0.5
4			Нагр	22	М Горького 35	35			5.2	3.2			35						35.83	-0.5
5			Нагр	23	М Горького 10	10			2.2	1.4			10						10.14	-0.5
6			Нагр	24	ПС Жамантуз	110							110						111.65	-0.53
7			Нагр	25	Жамантуз 110	110							110						111.65	-0.53
8			Нагр	26	Жамантуз 35	35			2.6	1.6			35						35.5	-0.53
9			Нагр	27	Жамантуз 10	10			1.1	0.6			10						10.05	-0.53
10			Нагр	3	ПС Мариновская	110							110						111.02	-0.92
11			Нагр	31	Мариновская 110	110							110						110.99	-0.92
12			Нагр	32	Мариновская 35	35			5.2	3.2			35						35.29	-0.92
13			Нагр	33	Мариновская 10	10			2.2	1.4			10						9.99	-0.92
14			Нагр	4	ПС Кр Маяк	110							110						111	-1.01
15			Нагр	41	Кр Маяк 10	10			0.9	0.5			10						9.99	-1.01
16			Нагр	5	Целинная	110							110						111.04	-1.03

Рисунок 4.4 – Узлы (максимальный режим)

Ветви

	О	S	Тип	N_нач	N_кон	N_г	Груг	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач
1			ЛЭП	1	2			АГПП 110 - ПС М Горького	9.07	9.55	-54.7		-19.855	-8
2			Тр-р	2	21			ПС М Горького - М Горького 110	0.21	0.22		1	-7.4025	-5
3			Тр-р	21	22			М Горького 110 - М Горького 35	0.21	0.22		0.318	-5.2005	-3
4			Тр-р	21	23			М Горького 110 - М Горького 10	0.21	0.22		0.09	-2.2	-1
5			ЛЭП	2	24			ПС М Горького - ПС Жамантуз	24.12	15.28	-36.4		-3.7336	-2
6			Тр-р	24	25			ПС Жамантуз - Жамантуз 110	0.15	0.1		1	-3.7004	-2
7			Тр-р	25	26			Жамантуз 110 - Жамантуз 35	0.15	0.1		0.318	-2.6001	-2
8			Тр-р	25	27			Жамантуз 110 - Жамантуз 10	0.15	0.1		0.09	-1.1	-1
9			ЛЭП	2	3			ПС М Горького - ПС Мариновская	17	17	-102.6		-8.3952	-2
10			Тр-р	3	31			ПС Мариновская - Мариновская 110	0.21	0.22		1	-7.3925	-5
11			Тр-р	31	32			Мариновская 110 - Мариновская 35	0.21	0.22		0.318	-5.2018	-3
12			Тр-р	31	33			Мариновская 110 - Мариновская 10	0.21	0.22		0.09	-2.2014	-1
13			ЛЭП	3	4			ПС Мариновская - ПС Кр Маяк	11.39	11.98	-68.8		-0.9005	1
14			Тр-р	4	41			ПС Кр Маяк - Кр Маяк 10	0.21	0.22		0.09	-0.9002	-0
15			ЛЭП	4	5			ПС Кр Маяк - Целинная	10.7	11.27	-64.7		-0.0001	1

Рисунок 4.5 – Ветви (максимальный режим)

Районы+Потери

	Np-t	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш
		U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр-р	
1				0.46694	0.46254	0.0044	-0	-0		

Рисунок 4.6 – Потери активной мощности (максимальный режим)

Районы+Потери Q

	Np-t	Район	Dq	dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр	dQ_пост	ШQ_ЛЭП	Ш_Тр	dQ_Ш
		U_ном		dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр	dQ_пост	_Ген_ЛЭ	Q_XX_тр-р	
1				0.47163	0.46716	0.00448	-4.1	-4.1		

Рисунок 4.7 – Потери реактивной мощности (максимальный режим)

Из результатов расчета максимального режима сети с учетом ввода ПС «Жамантуз» и при увеличении нагрузок на подстанциях на 15% видно, что потери активной мощности в ЛЭП составляют 0,46МВт, в трансформаторах – 0,004МВт, нагрузочные потери - 0,46МВт.

Значения перетоков мощности в максимальном послеаварийном режиме работы рассматриваемого участка сети показаны на рисунке 4.8.

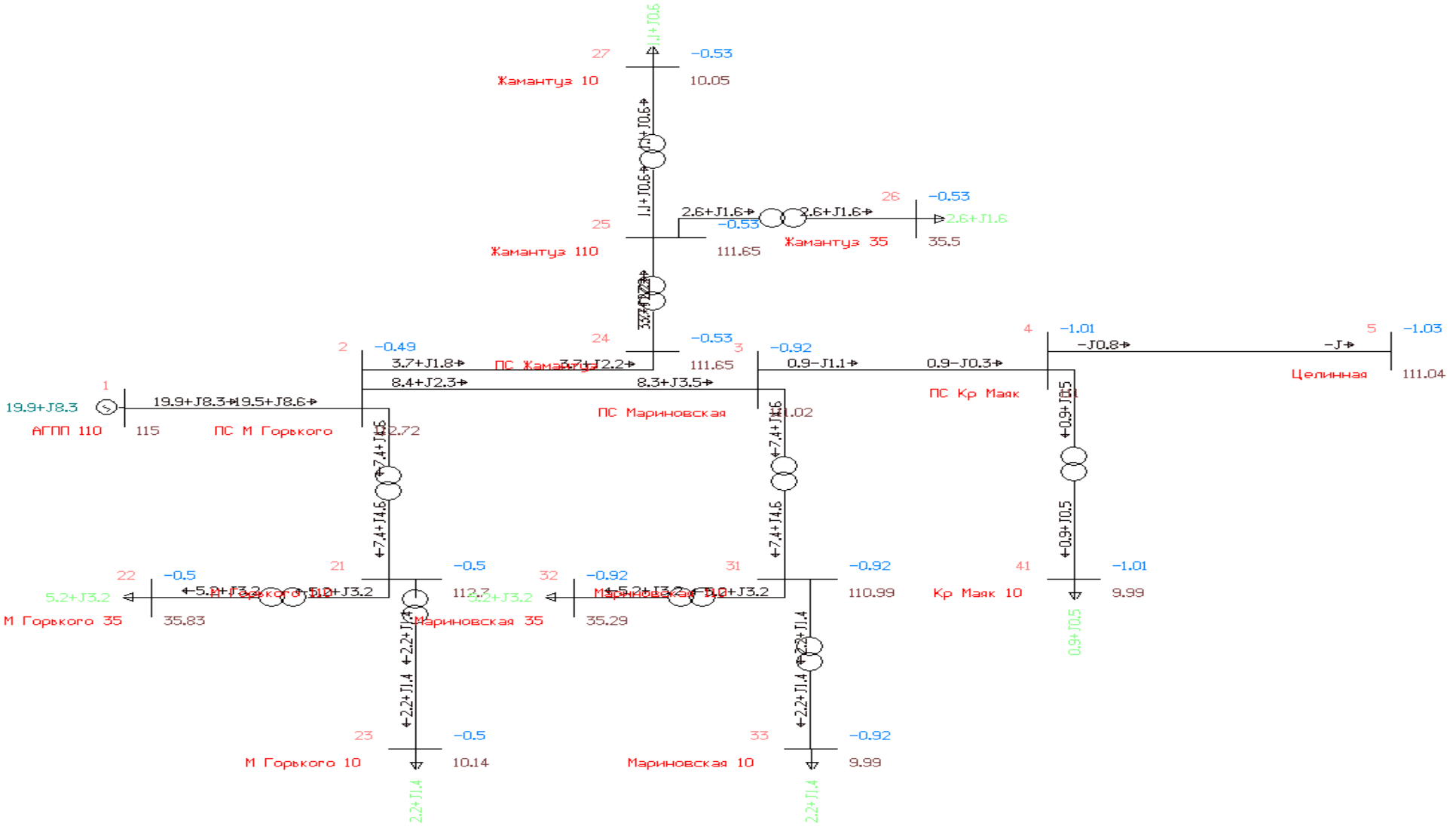


Рисунок 4.8 – Графика (максимальный режим)

4.3 Расчет минимального режима работы сети с учетом ввода ПС «Жамантуз» 110/35/10 кВ

Узлы

	О	S	Тип	Номер	Название	U_ном	_с	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	U_min	U_max	B_ш	V	Delta
1			База	1	АГПП 110	115					11.954	3.151	115	-1000	1000				115	
2			Нагр	2	ПС М Горького	110							110						113.77	-0.36
3			Нагр	21	М Горького 110	110							110						113.75	-0.36
4			Нагр	22	М Горького 35	35			3.1	2			35						36.17	-0.36
5			Нагр	23	М Горького 10	10			1.4	0.8			10						10.24	-0.36
6			Нагр	24	ПС Жамантуз	110							110						113.15	-0.4
7			Нагр	25	Жамантуз 110	110							110						113.15	-0.4
8			Нагр	26	Жамантуз 35	35			1.6	0.9			35						35.98	-0.4
9			Нагр	27	Жамантуз 10	10			0.6	0.4			10						10.18	-0.4
10			Нагр	3	ПС Мариновская	110							110						112.89	-0.69
11			Нагр	31	Мариновская 11(	110							110						112.87	-0.69
12			Нагр	32	Мариновская 35	35			3.1	2			35						35.89	-0.69
13			Нагр	33	Мариновская 10	10			1.4	0.8			10						10.16	-0.69
14			Нагр	4	ПС Кр Маяк	110							110						112.93	-0.77
15			Нагр	41	Кр Маяк 10	10			0.6	0.3			10						10.16	-0.77
16			Нагр	5	Целинная	110							110						112.97	-0.79

Рисунок 4.9 – Узлы (минимальный режим)

Ветви

	О	S	Тип	N_нач	N_кон	N_г	Груг	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач
1			ЛЭП	1	2			АГПП 110 - ПС М Горького	9.07	9.55	-54.7		-11.9542	-3
2			Тр-р	2	21			ПС М Горького - М Горького 110	0.21	0.22		1	-4.5007	-3
3			Тр-р	21	22			М Горького 110 - М Горького 35	0.21	0.22		0.318	-3.1002	-2
4			Тр-р	21	23			М Горького 110 - М Горького 10	0.21	0.22		0.09	-1.4	-1
5			ЛЭП	2	24			ПС М Горького - ПС Жамантуз	24.12	15.28	-36.4		-2.2114	-1
6			Тр-р	24	25			ПС Жамантуз - Жамантуз 110	0.15	0.1		1	-2.2001	-1
7			Тр-р	25	26			Жамантуз 110 - Жамантуз 35	0.15	0.1		0.318	-1.6	-1
8			Тр-р	25	27			Жамантуз 110 - Жамантуз 10	0.15	0.1		0.09	-0.6	-0
9			ЛЭП	2	3			ПС М Горького - ПС Мариновская	17	17	-102.6		-5.1366	-0
10			Тр-р	3	31			ПС Мариновская - Мариновская 110	0.21	0.22		1	-4.5012	-3
11			Тр-р	31	32			Мариновская 110 - Мариновская 35	0.21	0.22		0.318	-3.1001	-2
12			Тр-р	31	33			Мариновская 110 - Мариновская 10	0.21	0.22		0.09	-1.4	-1
13			ЛЭП	3	4			ПС Мариновская - ПС Кр Маяк	11.39	11.98	-68.8		-0.6008	1
14			Тр-р	4	41			ПС Кр Маяк - Кр Маяк 10	0.21	0.22		0.09	-0.6	-0
15			ЛЭП	4	5			ПС Кр Маяк - Целинная	10.7	11.27	-64.7		-0.0002	1

Рисунок 4.10– Ветви (минимальный режим)

Районы+Потери

	Np-t	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш
		U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр-р	
1				0.15606	0.15448	0.00158	-0	-0		

Рисунок 4.11 – Потери активной мощности (минимальный режим)

Районы+Потери Q

	Np-t	Район	Dq	dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр	dQ_пост	ШQ_ЛЭП	Ш_Тр	dQ_Ш
		U_ном		dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр	dQ_пост	_Ген_ЛЭ	Q_XX_тр-р	
1				0.15766	0.15606	0.00161	-4.2	-4.2		

Рисунок 4.12 – Потери реактивной мощности (минимальный режим)

В минимальном режиме работы сети с учетом ввода ПС «Жамантуз» нагрузочные потери активной мощности составляют 0,15 МВт, потери в ЛЭП – 0,15 МВт, потери в трансформаторах – 0,001 МВт.

Значения перетоков мощности в минимальном режиме работы рассматриваемого участка сети показаны на рисунке 4.13.

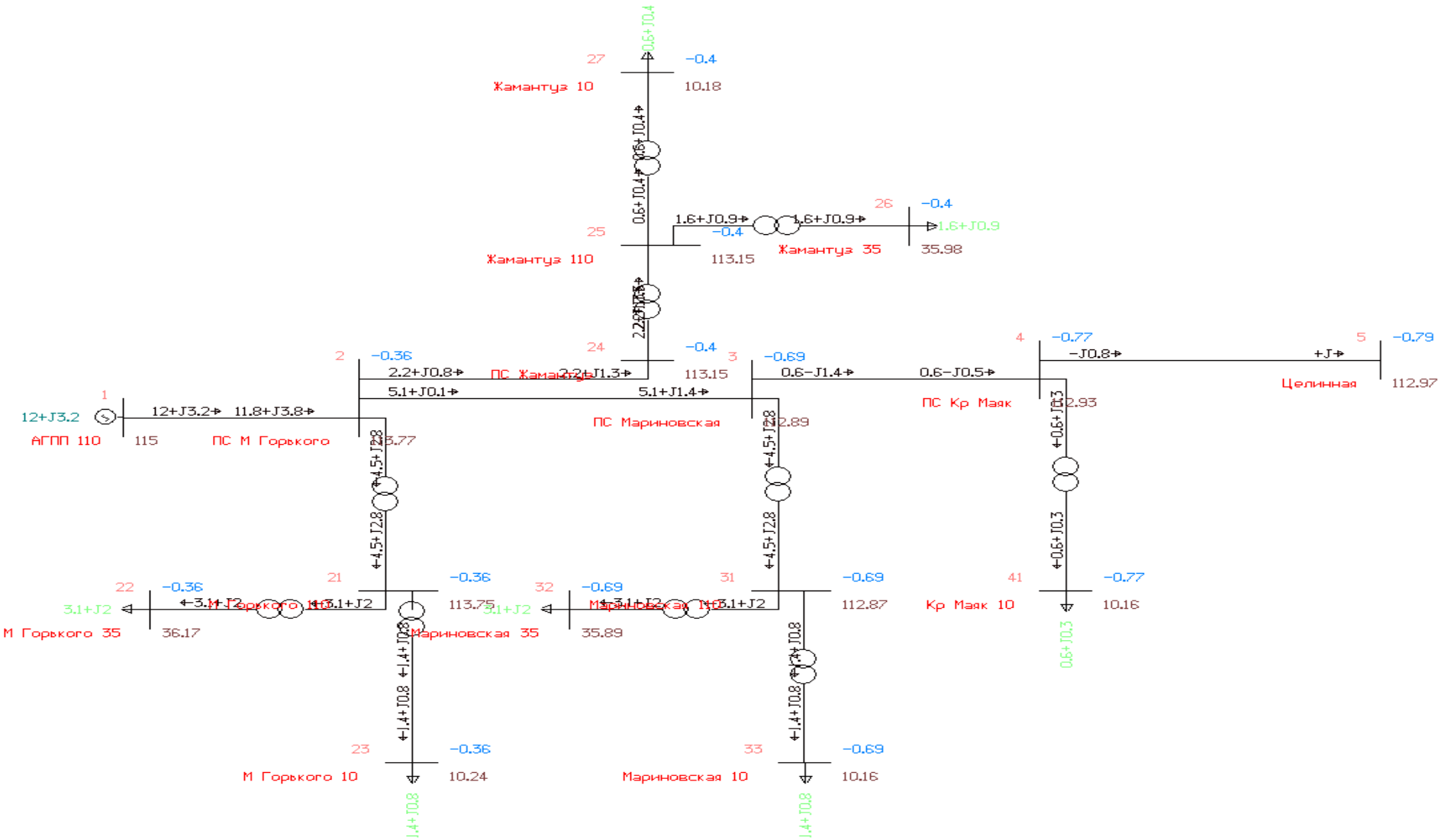


Рисунок 4.13 – Графика (минимальный режим)

4.4 Расчет максимального послеаварийного режима работы сети с учетом ввода ПС «Жамантуз» 110/35/10 кВ

Узлы

	О	S	Тип	Номер	Название	U_ном	_сх	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	U_min	U_max	B_ш	V	Delta
1			База	1	АГПП 110	115					19.855	8.264	115	-1000	1000				115	
2			Нагр	2	ПС М Горького	110							110						112.72	-0.49
3			Нагр	21	М Горького 110	110							110						112.7	-0.5
4			Нагр	22	М Горького 35	35			5.2	3.2			35						35.83	-0.5
5			Нагр	23	М Горького 10	10			2.2	1.4			10						10.14	-0.5
6			Нагр	24	ПС Жамантуз	110							110						111.65	-0.53
7			Нагр	25	Жамантуз 110	110							110						111.65	-0.53
8			Нагр	26	Жамантуз 35	35			2.6	1.6			35						35.5	-0.53
9			Нагр	27	Жамантуз 10	10			1.1	0.6			10						10.05	-0.53
10			Нагр	3	ПС Мариновская	110							110						111.02	-0.92
11			Нагр	31	Мариновская 110	110							110						110.99	-0.92
12			Нагр	32	Мариновская 35	35			5.2	3.2			35						35.29	-0.92
13			Нагр	33	Мариновская 10	10			2.2	1.4			10						9.99	-0.92
14			Нагр	4	ПС Кр Маяк	110							110						111	-1.01
15			Нагр	41	Кр Маяк 10	10			0.9	0.5			10						9.99	-1.01
16		x	Нагр	5	Целинная	110							110							-1.03

Рисунок 4.14 – Узлы (послеаварийный режим)

Ветви

	О	S	Тип	N_нач	N_кон	N_г	Груг	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач
1			ЛЭП	1	2			АГПП 110 - ПС М Го	9.07	9.55	-54.7		-19.855	-8
2			Тр-р	2	21			ПС М Горького - М Г	0.21	0.22		1	-7.4025	-5
3			Тр-р	21	22			М Горького 110 - М	0.21	0.22		0.318	-5.2005	-3
4			Тр-р	21	23			М Горького 110 - М	0.21	0.22		0.09	-2.2	-1
5			ЛЭП	2	24			ПС М Горького - ПС	24.12	15.28	-36.4		-3.7336	-2
6			Тр-р	24	25			ПС Жамантуз - Жам	0.15	0.1		1	-3.7004	-2
7			Тр-р	25	26			Жамантуз 110 - Жам	0.15	0.1		0.318	-2.6001	-2
8			Тр-р	25	27			Жамантуз 110 - Жам	0.15	0.1		0.09	-1.1	-1
9			ЛЭП	2	3			ПС М Горького - ПС	17	17	-102.6		-8.3952	-2
10			Тр-р	3	31			ПС Мариновская - М	0.21	0.22		1	-7.3925	-5
11			Тр-р	31	32			Мариновская 110 - М	0.21	0.22		0.318	-5.2018	-3
12			Тр-р	31	33			Мариновская 110 - М	0.21	0.22		0.09	-2.2014	-1
13			ЛЭП	3	4			ПС Мариновская - Г	11.39	11.98	-68.8		-0.9005	1
14			Тр-р	4	41			ПС Кр Маяк - Кр Ма	0.21	0.22		0.09	-0.9002	-0
15		x	ЛЭП	4	5			ПС Кр Маяк - Целин	10.7	11.27	-64.7			

Рисунок 4.15 – Ветви (послеаварийный режим)

Районы+Потери

	↓p-t	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш
		U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр-р	
1				0.4668	0.4624	0.0044	0	0		

Рисунок 4.16 − Потери активной мощности

Районы+Потери Q

	↓p-t	Район	Dq	dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр	dQ_пост	ШQ_ЛЭП	Ш_Тр	dQ_Ш
		U_ном		dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр	dQ_пост	_Ген_ЛЭ	Q_XX_тр-р	
1				0.47149	0.46701	0.00448	-3.3	-3.3		

Рисунок 4.17 − Потери реактивной мощности

Результаты расчета послеаварийного режима работы сети, т. е. при отключении ПС «Целинная», потери активной мощности: в ЛЭП –0,46МВт, в трансформаторах – 0,004, МВт, нагрузочные потери – 0,46 МВт.

Значения перетоков мощности в минимальном режиме работы рассматриваемого участка сети показаны на рисунке 4.18.

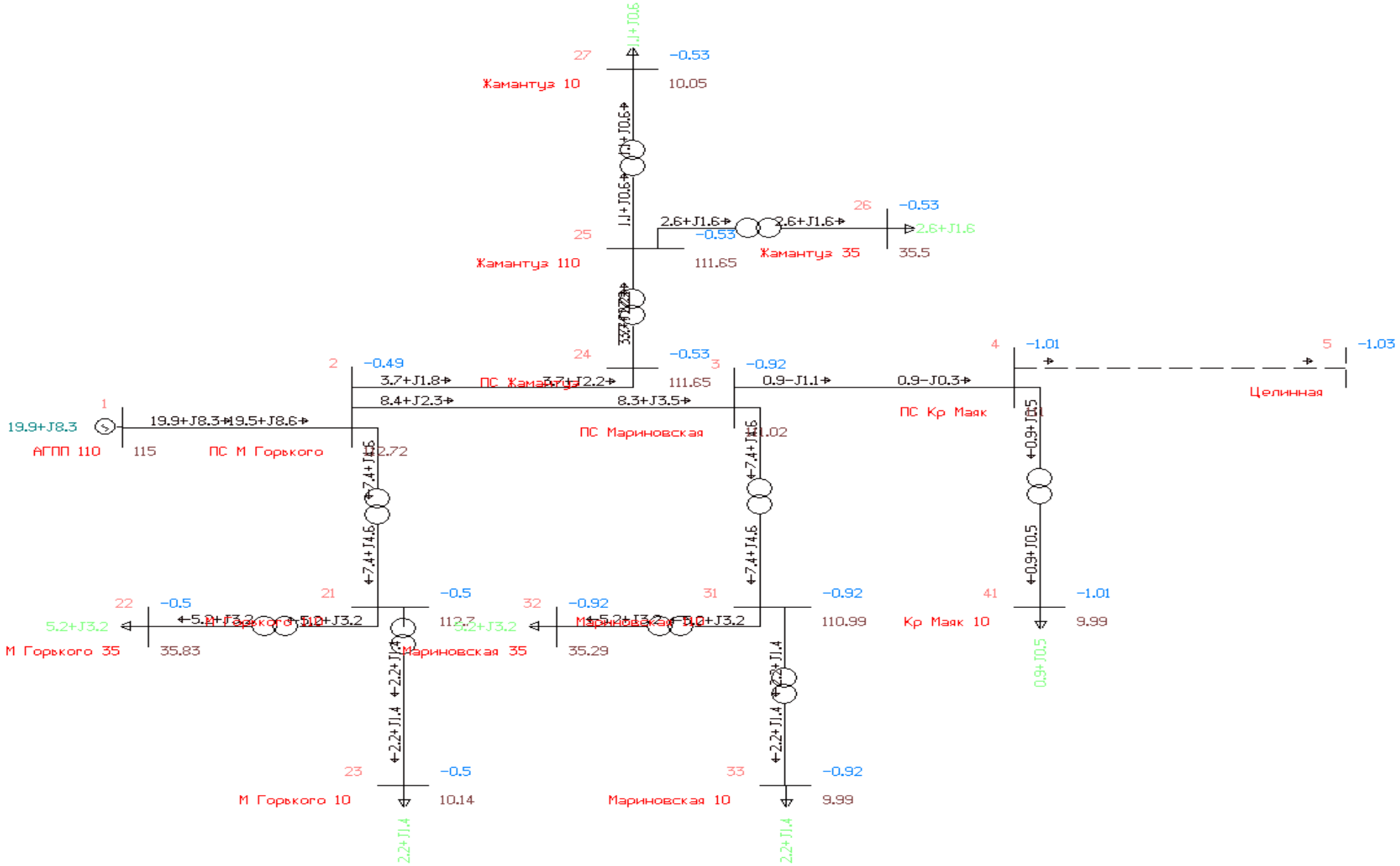


Рисунок 4.18 – Графика (минимальный режим)

4.5 Расчет минимального послеаварийного режима работы сети с учетом ввода ПС «Жамантуз» 110/35/10 кВ

Узлы

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	_с	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	U_min	U_max	B_ш	V	Delta
1			База	1	АГПП 110	115					11.954	3.151	115	-1000	1000				115	
2			Нагр	2	ПС М Горького	110							110						113.77	-0.36
3			Нагр	21	М Горького 110	110							110						113.75	-0.36
4			Нагр	22	М Горького 35	35			3.1	2			35						36.17	-0.36
5			Нагр	23	М Горького 10	10			1.4	0.8			10						10.24	-0.36
6			Нагр	24	ПС Жамантуз	110							110						113.15	-0.4
7			Нагр	25	Жамантуз 110	110							110						113.15	-0.4
8			Нагр	26	Жамантуз 35	35			1.6	0.9			35						35.98	-0.4
9			Нагр	27	Жамантуз 10	10			0.6	0.4			10						10.18	-0.4
10			Нагр	3	ПС Мариновская	110							110						112.89	-0.69
11			Нагр	31	Мариновская 11(	110							110						112.87	-0.69
12			Нагр	32	Мариновская 35	35			3.1	2			35						35.89	-0.69
13			Нагр	33	Мариновская 10	10			1.4	0.8			10						10.16	-0.69
14			Нагр	4	ПС Кр Маяк	110							110						112.93	-0.77
15			Нагр	41	Кр Маяк 10	10			0.6	0.3			10						10.16	-0.77
16			Нагр	5	Целинная	110							110							-0.79

Рисунок 4.19 − Узлы (послеаварийный режим)

Ветви

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_г	Груг	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач
1			ЛЭП	1	2			АГПП 110 - ПС М Го	9.07	9.55	-54.7		-11.954	-3
2			Тр-р	2	21			ПС М Горького - М Г	0.21	0.22		1	-4.5007	-3
3			Тр-р	21	22			М Горького 110 - М	0.21	0.22		0.318	-3.1002	-2
4			Тр-р	21	23			М Горького 110 - М	0.21	0.22		0.09	-1.4	-1
5			ЛЭП	2	24			ПС М Горького - ПС	24.12	15.28	-36.4		-2.2114	-1
6			Тр-р	24	25			ПС Жамантуз - Жам	0.15	0.1		1	-2.2001	-1
7			Тр-р	25	26			Жамантуз 110 - Жам	0.15	0.1		0.318	-1.6	-1
8			Тр-р	25	27			Жамантуз 110 - Жам	0.15	0.1		0.09	-0.6	-0
9			ЛЭП	2	3			ПС М Горького - ПС	17	17	-102.6		-5.1366	-0
10			Тр-р	3	31			ПС Мариновская - М	0.21	0.22		1	-4.5012	-3
11			Тр-р	31	32			Мариновская 110 - М	0.21	0.22		0.318	-3.1001	-2
12			Тр-р	31	33			Мариновская 110 - М	0.21	0.22		0.09	-1.4	-1
13			ЛЭП	3	4			ПС Мариновская - Г	11.39	11.98	-68.8		-0.6008	1
14			Тр-р	4	41			ПС Кр Маяк - Кр Ма	0.21	0.22		0.09	-0.6	-0
15			ЛЭП	4	5			ПС Кр Маяк - Целин	10.7	11.27	-64.7			

Рисунок 4.20– Ветви (послеаварийный режим)

Районы+Потери

	Np-t	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш
		U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр-р	
1				0.15592	0.15434	0.00158	-0	-0		

Рисунок 4.21 − Потери активной мощности

Районы+Потери Q

	Np-t	Район	Dq	dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр	dQ_пост	ШQ_ЛЭП	Ш_Тр	dQ_Ш
		U_ном		dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр	dQ_пост	_Ген_ЛЭ	Q_XX_тр-р	
1				0.15751	0.1559	0.00161	-3.38	-3.38		

Рисунок 4.22 − Потери реактивной мощности

Результаты расчета послеаварийного режима работы сети, т. е. при отключении ПС «Целинная», потери активной мощности: в ЛЭП –0,15МВт, в трансформаторах – 0,001, МВт, нагрузочные потери – 0,15 МВт.

Значения перетоков мощности в минимальном режиме работы рассматриваемого участка сети показаны на рисунке 4.23.

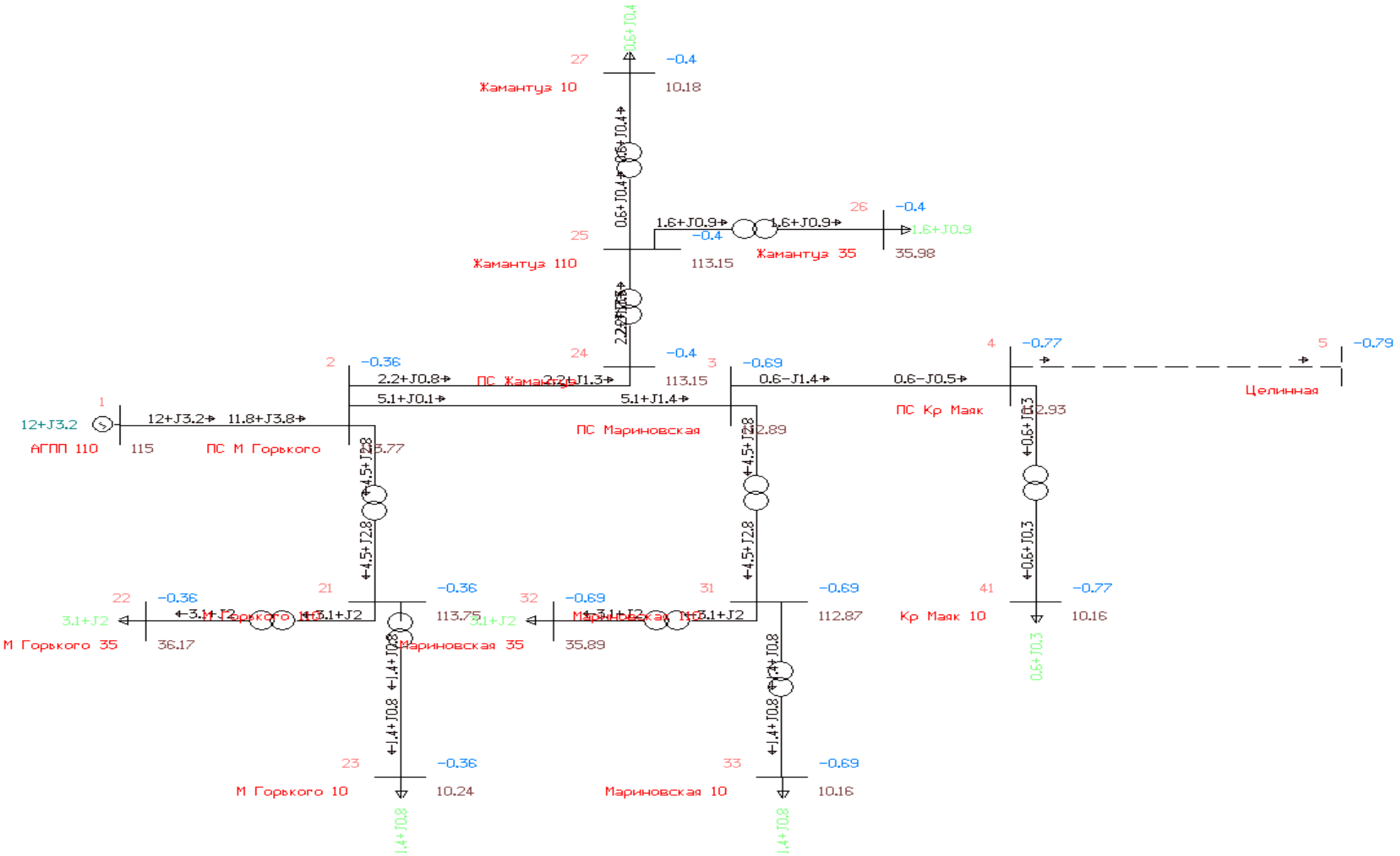


Рисунок 4.23 – Графика (минимальный режим)

4.6 Расчет годовых потерь

Расчет годовых потерь мощности для зимнего и летнего периодов после ввода новой ПС «Жамантуз» в существующую сеть: для зимнего периода годовые потери активной мощности рассчитываются по формуле:

$$W_{год.зим.} = P_{нагр} \cdot 24 \cdot 215, \quad (4.1)$$

где 24 – количество часов в сутках;
215 – количество дней в зимнем периоде.

$$W_{год.зим.} = 0,46 \cdot 24 \cdot 215 = 2373,6 \ МВт \cdot ч.$$

Годовые потери активной мощности минимального режима работы существующей сети (лето):

$$W_{год.лет.} = P_{нагр} \cdot 24 \cdot 150, \quad (4.2)$$

$$W_{год.лет.} = 0,15 \cdot 24 \cdot 150 = 540 МВт \cdot ч.$$

где 24 – количество часов в сутках;
150 – количество дней в летнем периоде.

В сумме годовые потери зимнего и летнего периодов составляют:

$$W_{год.} = 2373,6 + 540 = 2913,6 \ МВт \cdot ч.$$

4.6 Анализ полученных данных

Таблица 4.3 - Потери

	Жамантуз I вариант	Жамантуз II вариант
Годовые потери (зима)	2167,2	2373,6
Годовые потери (лето)	504	540
Итого	2671,2	2913,6

В результате проведения расчетов режимов существующей электрической сети рассматриваемого района Акмолинской области, а также режимов электрической сети рассматриваемого участка с учетом ввода новой ПС «Жамантуз» 110/35/10 кВ, подключенной к сети ответвлением одноцепной ЛЭП 110 кВ протяженностью 20 км от линии ПС

«М.Горького» до ПС «Мариновская», были получены значения потерь активной и реактивной мощностей в размере 2671,2МВт, что наиболее выгоднее для построения подстанции.

При помощи программного комплекса RASTR были рассчитаны три основных режима работы сети: максимальный, минимальный и послеаварийный. При расчете минимального режима нагрузка была уменьшена на 30%, в качестве послеаварийного режима рассмотрен режим, при котором была отключена ПС «Целинная 110». При расчете режимов с учетом ввода ПС «Жамантуз» 110/35/10 кВ нагрузка на подстанциях была увеличена на 15% на перспективу. Все полученные значения напряжений находятся в допустимых пределах отклонения напряжения, которые для сетей 110 кВ согласно ГОСТ 13109-97 «Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения» составляют ±12%.

5 Безопасность жизнедеятельности

5.1 Оценка размеров зоны растекания токов в районе заземлителей

Каждый год 600-650 тысяч казахстанцев получают травмы. Более 30 тысяч из них становятся инвалидами. Смертность от травматизма в нашей республике вышла на второе место, опережая злокачественные новообразования и уступая лишь болезням кровообращения. Производственный травматизм – явление, характеризующее совокупностью производственных травм. Основная причина производственного травматизма: техническая - несовершенство технологических процессов и оборудования, недостаточная механизация тяжелых работ, несовершенство ограждений, предохранительных устройств, средств сигнализации и блокировок. Эти причины иногда называют конструктивными или инженерными.

При замыкании токоведущих элементов электрооборудования на заземлённый металлический корпус или, например, при падении токоведущего провода на землю в грунте земли возникает процесс растекания электрического тока.

Для выявления электрических зависимостей в зоне растекания тока в земле рассмотрим упрощенно заземляющее устройство в виде металлической полусферы, размещенной на границе земли в однородном грунте.

Определим конкретные значения зоны растекания заземлителей для решения задач электробезопасности. Именно для этого и проводим анализ ЭП заземляющих устройств (ЗУ). Такое уточнение необходимо, например, требования электробезопасности на промышленной частоте неприменимы при воздействии токов молнии на заземлитель.

Исходим из зависимости напряжения прикосновения $U_{пр}$ от расстояния до заземлителя (границы) $x_г$.

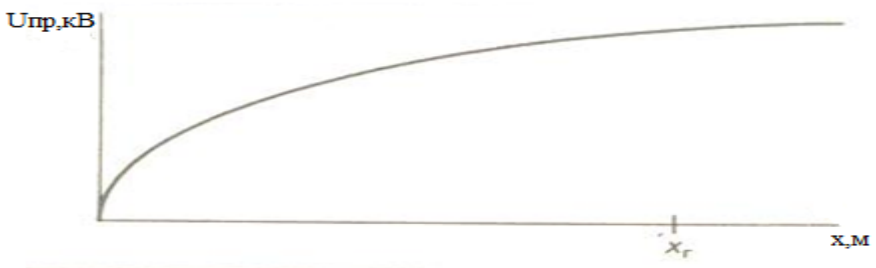


Рисунок 5.1 - Зависимость напряжения прикосновения от расстояния до заземлителя

$$U_{пр}(x_г)=(1-k)U_{пр.макс}, \quad (5.1)$$

где $U_{пр}$ - напряжения прикосновения; $x_г$- расстояния до заземлителя;

k-коэффициент характеризующий степень уменьшения электрического поля.

Принимаем k = 0,1, это означает, что напряжение прикосновения на границе зоны растекания будет равно 0,9 $U_{пр.макс}$ (90 % $U_{пр.макс}$). Для упрощения примем обозначение $x_{0,1}$ для определения наибольшего значения зоны растекания для заземлителей сложной формы.

5.2 Метод исследования

Предмет исследования - положение границы, на которой потенциал ЭП в земле принимает некое наперёд заданное значение, определяемое методом расчёта ЭП в проводящей среде, то есть в грунте при основных допущениях:

- земля рассматривается как непрерывный проводник, свойства которого (удельное сопротивление) постоянны в заданных границах;
- используются формулы для расчёта поля постоянного тока в проводящей среде, что вполне допустимо для промышленной частоты.

Распределение ЭП сферы (полусферического заземлителя) описывается выражением:

$$\varphi(x) = \varphi(x = R)\frac{R}{x}, \qquad (5.2)$$

где φ (x = R)-потенциал сферы радиусом R (диаметр сферы D = 2R).

Из выражения (2) следует, что граница растекания по условию k = 0,1 находится на расстоянии x_{01} = 10R = 5D.

Поле семейства вытянутых эллипсоидов вращения может применяться как модель стержневых вертикальных заземлителей. Оно образуется равномерно заряженным отрезком, расположенным вдоль большой оси эллипсоидов, расстояние между которого равно 2c (где c-фокусное расстояние). Длина эллипсоида a и его радиус b связаны соотношением:

$$a = \sqrt{b^2} + \sqrt{c}^2. \qquad (5.3)$$

Электрическое поле (ЭП) семейства сплюснутых эллипсоидов с полуосями a и b, расположенными по горизонтали и вертикали соответственно, можно рассматривать как модель заземлителей, находящимися на поверхности земли и имеющих некоторую толщину. Поле семейства сплюснутых эллипсоидов вращения описывается также одной формулой.

Для расчёта зоны растекания тонких стержневых заземлителей, радиус которых много меньше длины, используется анализ поля вытянутых эллипсоидов вращения при b<<a. В относительных единицах потенциал ЭП в данном случае описывается формулой:

$$\varphi(x) = \ln \frac{a + \sqrt{a^2 + x^2}}{x}. \qquad (5.4)$$

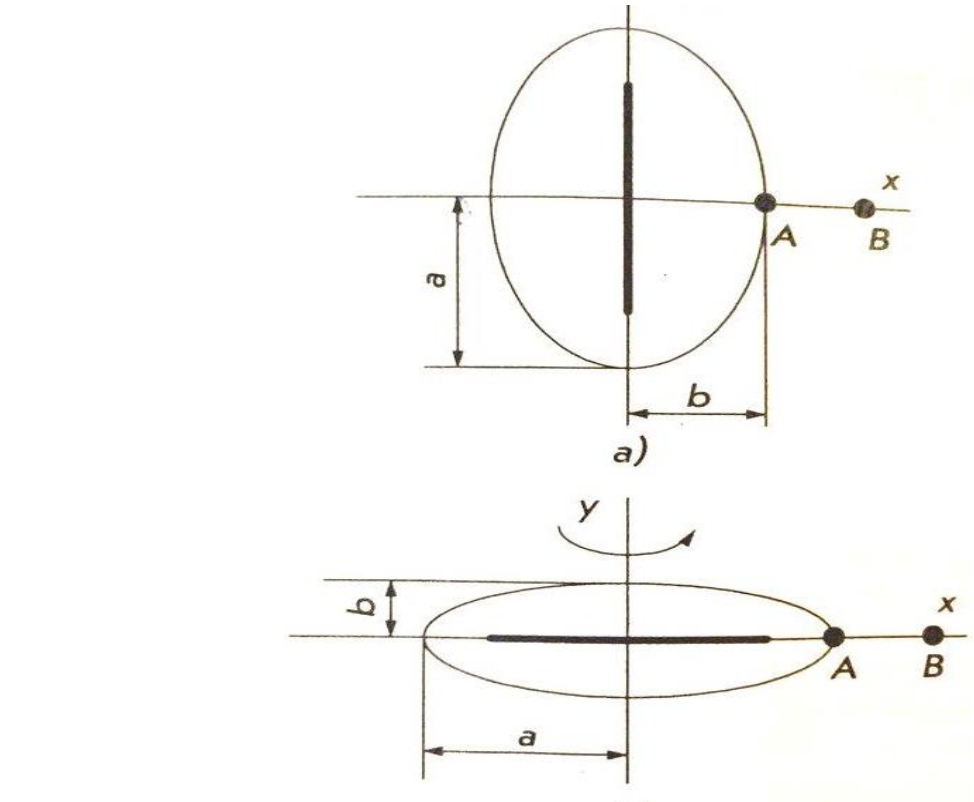


Рисунок 5.2 – Вытянутый и сплюснутый эллипсоиды вращения в качестве моделей заземлителя

Задаем значениями межфокусного расстояния 2c = 6,4м (c = 3,2м) и малой полуоси эллипсоида b = 5м (как радиуса). Далее вычисляем длину большой полуоси a:

$$a = \sqrt{5^2 + 3{,}2^2} = 5{,}9\text{м},$$

Затем при x = a находим по формуле (4) значение потенциала (в о.е.) на поверхности эллипсоида в точке A (рисунке 5.2):

$$\varphi_{(A)*} = \ln \frac{5{,}9 + \sqrt{5{,}9^2 + 5{,}9^2}}{5{,}9} = 0{,}88.$$

Далее для x>b находим значение потенциала в точке B при котором оно составляет 0,1 потенциала в точке A:

$$\varphi_{(B)*} = \varphi\ *(X_{0.1}) = 0{,}1\varphi_{(A)*} = 0{,}1\varphi\ *(b), \qquad (5.5)$$

$$\varphi_{(B)*} = 0{,}1 \cdot 0{,}88 = 0{,}088.$$

При b/c = 0 сплюснутый сфере вырождается в бесконечно тонкий диск а с возрастанием а/с приближается к сфере. При промежуточных значения а/с сфероид можно рассматривать как модель заземлителя, имеющего некоторую толщину.

$$x_{01}(\frac{b}{a}) = 3.61\ (\frac{b}{a}) + 6.39, \qquad (5.6)$$

$$x_{01}(\frac{b}{a}) = 3.61\ (\frac{5}{3{,}2}) + 6.39 = 12.02.$$

Диапазону $0 \le b/c \le 1$ соответствует трансформация сплюснутого эллипсоида вращения от диска (b/c = 0) до сферы (b/c = 1).

Граница растекания по условию k = 0,1 находится на расстоянии:

$$x_{01} = 10R = 5D,$$

$$x_{01} = 10*5{,}9 = 59\text{м}.$$

где x =a= R =5,9м.

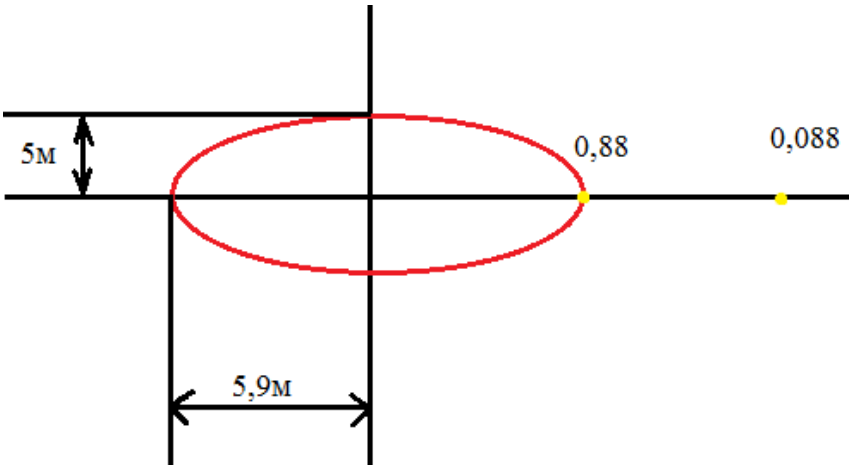


Рисунок 5.3 - Сплюснутый эллипсоид

Для заземлителей, расположенных в однородной земле, размер зоны растекания по форме близка к окружности радиусом 59м, размер зоны растекания зависит от его конструкции (конфигурации). Максимальный размер зоны растекания имеют заземлители, приближенные по форме к полусфере, для которых ее размер стремиться к пяти диаметрам.

Расчет распределения потенциала по поверхности земли показал, что граница зоны растекания по форме близка к окружности радиусом 59 м. Необходимо отметить, что анализ ЭП заземлителей проведён только для

однородной среды. Однако известно, что для неоднородной земли напряжение прикосновения в заземлителях открытых распределительных устройств меняется по сравнению с однородной средой. Действительно, распределение ЭП вблизи заземлителя, например, для двухслойной земли, отличается от ЭП в однородной земле. Поэтому следует рассмотреть ЭП вблизи заземлителей для неоднородной земли. Решение такой задачи представляется гораздо более сложным, чем для однородной земли. Эти трудности состоят в следующем:

- для получения полной картины необходимо рассматривать очень больше число вариантов, даже если ограничиться случаем двухслойной земли;
- отсутствует информация об изменении удельного сопротивления грунта от температуры воздуха (или времени года), что лишает задачу определённости.

5.3 Опасность поражения человека электрическим током

Пробой изоляции и замыкание электрической цепи на землю вызывают протекание аварийного тока в земле, что приводит к появлению опасных потенциалов на металлических корпусах приборов и оборудования, возникновению опасной разности потенциалов между отдельными точками земли.

Аварийный ток $I_З$ стекает в землю через одиночный металлический заземлитель полушаровой формы, уложенный в однородный металлический грунт с удельным сопротивлением ρ. Линии тока идут по радиусам от центра шара.

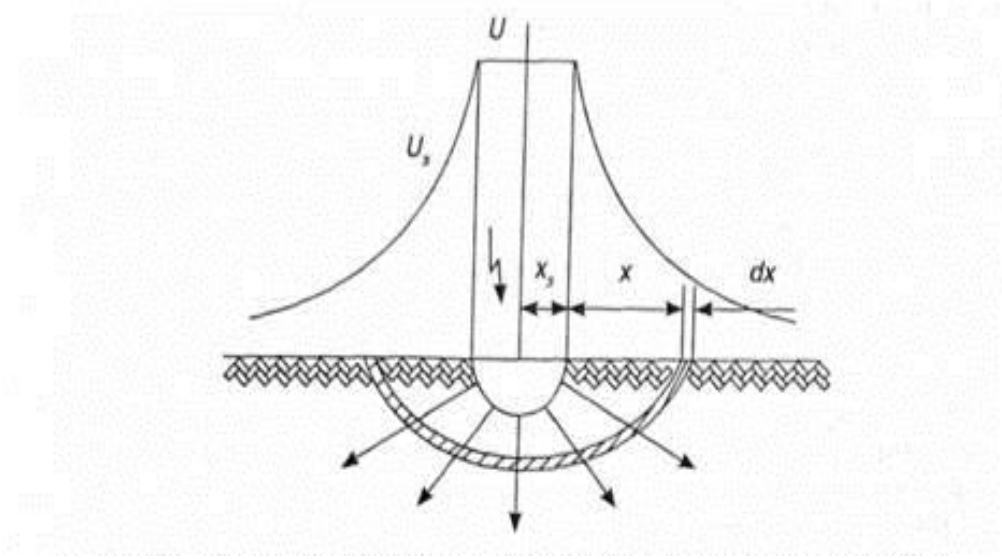


Рисунок 5.4 – Схема замыкания тока на землю через полушаровой заземлитель

Пространство вокруг заземлителя, где наблюдается прохождения тока замыкания на землю, называется полем растекания.

Напряжение прикосновения – напряжение между заземлителем и точкой х в поле растекания тока. Наибольшее значение прикосновения Uпр достигает при х=∞.

Сопротивление растеканию тока рассчитывается по формуле:

$$R_з = \frac{\rho}{2\pi r}, \qquad (5.7)$$

$$R_з = \frac{100}{6{,}28 \cdot 1} = 16 \text{ Ом}.$$

Напряжение между электродом и землей составляет

$$U_З = I_З R_З, \qquad (5.8)$$

$$U_З = 100 \cdot 16 = 1600 \text{В}.$$

Наибольшее сопротивление растеканию тока оказывают слои земли вблизи заземлителя, поскольку ток проходит здесь по малому сечению. Точки почвы, лежащие на расстоянии более 20 м от одиночного заземлителя(или места замыкания на землю), могут практически считаться точками с нулевыми потенциалами, т.е. «землей».

Сопротивление растеканию тока составляет в радиусе 20м от места входа тока в заземлитель. Прикасаясь к заземлителю или заземленному оборудованию в аварийной режиме, человек может быть поражен напряжением прикосновения.

Напряжение прикосновения - это напряжение между двумя точками цепи тока, которых одновременно касается человек. При прикосновении человека к заземленному корпусу, имеющему контакт с одной из фаз, часть тока замыкания на землю проходит через человека, а если корпус не заземлен, то через человека проходит весь ток замыкания на землю. Величина напряжения прикосновения для человека, стоящего на грунте и коснувшегося оказавшегося под напряжением заземленного корпуса может быть определена как разность потенциалов руки (корпуса) и ноги (грунта) с учетом коэффициентов:

$$U_{пр} = U_з a_1 a_2 \quad , \qquad (5.9)$$

где a_1 - учитывающего форму заземлителя и расстояния от него до точки, на которой стоит человек;

a_2 - учитывающего дополнительное сопротивление цепи человека (одежда, обувь), а ток, проходящий через человека.

6 Экономическая часть

6.1 Цели разработки проекта

Целью разработки проекта является проектирование электрических сетей 110 кВ Акмолинской. Целью технико-экономического обоснования является расчет эффективности строительства подстанции 110/35/10 кВ «Жамантуз», для организации надежного и бесперебойного электроснабжения потребителей данного района. ПС «Жамантуз» расположена на территории Акмолинской области.

6.2 Анализ рынка сбыта

Предполагается, что строительство ПС 110/35/10кВ 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.

6.3 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. Для эксплуатации подстанции создается ТОО «Астанаэнерго». В ТОО «Астанаэнергия» численность работников составляет 5 человек со среднемесячной заработной платой 150000 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.

6.4 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 – ТМН 2500/110 кВ, 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	110/35/10	90,161	33,059	159,285	18,032	300,537

Постоянная часть затрат $К_{пост} = 45,319$ млн. тенге.

Суммарные капиталовложения на сооружение подстанции составляют:

$$К_{П/СТ} = 300,357 + 45,319 = 345,85 \text{ м.тг.},$$

При определении стоимости сооружения воздушной линии электропередачи учтены следующие показатели: напряжение – 110 кВ, тип опор − железобетонные, сечение проводов – АС-70.

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

$$К_{ЛЭП} = К_{уд} \cdot L, \qquad (6.1)$$

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	20	1,237	30,468

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

$$К_{ЭС} = К_{П/СТ} + К_{ЛЭП}, \quad (6.2)$$

$$К_{ЭС} = 345.357 + 30,468 = 375.825 \text{ м.тг.}$$

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:

$$И_{общ} = И_а + И_{з.п} + И_{е.с.н.} + И_м + И_н \quad (6.3)$$

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 $И_{п.ф}$: $И_{е.с.н.} = (И_{з.п} – И_{п.ф}) \cdot 0,11$;

$И_м$ – 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:

$$И_а = К_{Эс} \cdot 0,1, \quad (6.4)$$

где Иа – амортизационные отчисления (нормы амортизационных отчислений для отрасли приняла раным 10%);

$К_{ЭС}$ - общие капитальные вложения.

$$Иа = 0,1 \cdot 375,825 = 37,58 \text{ м.тг.}$$

Годовые издержки на оплату труда составит:

$$И_{з.п.} = U \cdot Зср \cdot Т, \quad (6.5)$$

где U - количество работников;
Зср- средняя оплата труда;
Т - отчетный период.

$$И_{з.п.} = 5 \cdot 150000 \cdot 12 = 9 \text{ м.тг.}$$

Годовые издержки на единый социальный налог составит:

$$Ие.с.н. = (Из.п – Ип.ф) \cdot 0,11, \quad (6.6)$$

где Из.п.-годовые издержки на оплату труда,
Ип.ф.-издержки пенсионного фонда.

$$Ие.с.н.=(9-0,1 \cdot 9) \cdot 0,11=0,891 \text{м.тг.}$$

Годовые издержки на материальные затраты составит:

$$Им=0,005 \cdot Кэс, \quad (6.7)$$

где Им – материальные затраты и запасные части (при отсутствии данных принять 0,5% от капитальных вложений);
$К_{эс}$-общие капитальные вложения.

$$Им=0,005 \cdot 375,825=1,879 \text{м.тг.}$$

Годовые издержки на накладные расходы составит:

$$Ин=0,13 \cdot (И_а + И_{з.п} + И_{е.с.н.} + И_м), \quad (6.8)$$

где Ин – накладные расходы (или косвенные расходы – управленческие, хозяйственные, затраты за обучение кадров, транспортные расходы). Приняла 13 % от суммы всех издержек.

$$Ин=0,13 \cdot 49,35=6,41 \text{м.тг.}$$

Тогда:

$$Иобщ = 37,58+9+0,891+1,87+6,41=55,751 \text{м.тг.}$$

6.5 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.

$$S = \frac{И_{общ}}{Э}, \tag{6.9}$$

где $И_{общ}$ – суммарные издержки;

Э – объем отпущенной электроэнергии, кВт·ч.

$$Э = n \cdot P \cdot \cos\varphi \cdot К_{з} \cdot T_{max}\ , \tag{6.10}$$

где n – количество трансформаторов на подстанции;

$К_{з}$ – коэффициент загрузки трансформаторов;

cosφ – коэффициент мощности;

T_{max} – число часов максимума нагрузки.

$$Э = 2 \cdot 2500 \cdot 0{,}58 \cdot 0{,}7 \cdot 5800 = 117.74 \text{ млн.кВт} \cdot \text{ч}.$$

Определим себестоимость:

$$S = \frac{55.751}{117.74} = 0.47 \text{ ттенге/кВ} \cdot \text{ч}.$$

6.6 Расчет чистой прибыли

Рассчитываем тариф ТОО «Астанаэнерго» на передачу электроэнергии, исходя из уровня рентабельности 15%

$$Т_{тоо\ «Астанаэнерго»} = S_{перед} + 0{,}15 \cdot S_{перед}, \tag{6.11}$$

$$Т_{тоо\ «Астанаэнерго»} = 0{,}47 + 0{,}15 \cdot 0{,}47 = 0{,}54 \text{тенге/кВт} \cdot \text{ч}.$$

Выручка от прогнозируемого объема передачи электроэнергии

$$V_{реал} = Э_{пер} \cdot Т_{ТОО}, \tag{5.12}$$

$$V_{реал} = 117{,}74 \cdot 0{,}54 = 63{,}57 \text{м.тг}.$$

С учётом издержек прибыль составит:

$$П = V_{реал} - ΣИ , \quad (6.13)$$

$$П = 63,57-55,571=7,99 \text{м. тг.}$$

Чистая прибыль с учетом 20% налога на прибыль составит:

$$ЧП = 7,99 \cdot 0,8 = 6,392 \text{м.тг.}$$

Денежный поток определяется по формуле:

$$CF = ЧП + И_{АМ} , \quad (6.14)$$

$$CF = 6,392 + 37,58 = 43,972 \text{м.тг.}$$

6.7 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:

$$NPV = \sum_{t=0}^{n} \frac{CF_t}{(1+r)^t} - I_0, \quad (6.15)$$

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

CF_t – поток наличности, млн. тг.;

r – ставка дисконтирования;

t – время реализации проекта, год.

Расчет ведется до первого положительного значения NPV, т.е. до 9-го года (таблица 6.3). 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.

Таблица 6.3 - Расчет NPV и IRR

Год	Денежный поток CF, млн.тг	$1/(1+r)^n$	Текущая стоимость, млн. тенге
0	-375,825	1	-375,825
1	-43,97	0,869	-331,855
2	-43,97	0,756	-287,855
3	-43,97	0,658	-243,915
4	-43,97	0,572	-199,945
5	-43,97	0,495	-155,975
6	-43,97	0,430	-112,005
7	-43,97	0,375	-68,035
8	-43,97	0,331	-24,065
9	-43,97	0,298	19,905

Из приведенных расчетов видно, что срок окупаемости инвестиций составит около 9 лет.

PV=43,97·0,869+43,97·0,756+43,97·0,658+43,97·0,572+43,97·0,495+ 43,97·0,430+43,97·0,375+43,97·0,331+43,97·0,298=210,31.

Заключение

В дипломной работе на тему «Проектирование подстанции Жамантуз 110/35/10 кВ для развития района в Акмолинской области» был проведен анализ состояния существующих электрических сетей. Обосновано строительство ПС «Жамантуз». Произведен расчет нормального режима работы существующих сетей 110 кВ с помощью программы «RASTR», и предложены два варианта развития района. Выполнено технико-экономические обоснование вариантов сети. Рассчитаны режимы работы выбранного варианта сети с целью проверки уровней напряжения в узловых точках, потерь и загрузки элементов сети. Расчет показал, что в рекомендуемой схеме обеспечивается нормальная загрузка сети и допустимые уровни напряжения в нормальном, максимальном и послеаварийных режимах. В разделе «Безопасность жизнедеятельности» была произведена оценка размеров зоны растекания токов в районе заземлителей. В «Экономической части» рассмотрели технико-экономическое обоснование проекта, срока окупаемости реконструируемых объектов. Расчет показал, что срок окупаемости инвестиций составил около 9 лет, что является нормативным сроком окупаемости. Строительство является экономически целесообразным. Таким образом, строительство ПС «Жамантуз» позволит покрыть нужды дефицита мощности Южной зоны через транзит Север-Юг.

Список литературы

1 Правила устройства электроустановок Республики Казахстан (ПУЭ), 2015.

2 Файбисович Д.Л., Карапетян И.Г., Шапиро И.М. Проектирование электрических сетей: Справочник для студентов энергетических вузов. – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2012 г.

3 Герасименко А.А. Передача и распределение электроэнергии: Учеб. пособие. – Ростов-на Дону: Феникс, 2006.

4 Евдокунин Г.А. Электрические системы и сети: Учебное пособие для студентов электроэнергетических спец. вузов. – СПб.: Издательство Сизова М.П., 2001.

5 Федин В.Т., Фадеев Г.А. Проектирование распределительных электрических сетей: Учеб. пособие для электроэнерг. спец. – М.: Высш. шк., 2009.

6 Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ: Под.ред. В.А.Макаров.—М.: Высшая школа, 2005.

7 В. И. Свешников, Н. А. Пономарёва. Методические указания к организационно-экономической части дипломных проектов. – Юж.-Рос. гос.техн. ун-т, Новочеркасск: ЮРГТУ, 2005. – 35 с.

8 Справочник по проектированию электроэнергетических систем. В.В. Ершевич, А.Н. Зейлигер, Г.А. Илларионов и др.; Под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 352 с.

9 Справочник по электрическим установкам высокого напряжения. С.А. Бажанов, И.С. Батхон, И.А. Баумштейн и др.; Под ред. И.А. Баумштейна и М.В. Хомякова. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоиздат, 1981. – 656 с.

10 СНиП РК 2.04-05-2002.

11 Методическое пособие для выполнения расчетов по охране труда в дипломных проектах. Н. Новгород, 2000. 67 с.

12 Долин П.А. Справочник по технике безопасности. -6-е изд., перераб. И доп. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 824 с.

13 Санатова Т.С., Мананбаева С.Е. Безопасность жизнедеятельности. Методические указания к выполнению раздела «Электробезопасность в электроустановках» в выпускных работ.

14http://electricalschool.info/main/electrobezopasnost/517-zashhitnoe-zanulenie-v.html 11

15 ..... http://silovoytransformator.ru/stati/vybor-silovyh-transformatorov.htm