МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество

АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

кафедра Электрических станций, сетей и систем

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

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: Расширение ПС "Кемпирсай" 220/110/10кВ Актюбинской области

Специальность 5В 07 1800 – Электроэнергетика

Выполнил (а) Мухамбетов А.Б ЭСС-12-2
(Фамилия и инициалы) группа

Научный руководитель доцент АУЭС Генбач И.А.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Консультанты:
по экономической части:

к.т.н доцент Вашева И.Ш.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «23» мая 2016 г.
(подпись)

по безопасности жизнедеятельности:

д.т.н, профессор Дюсебаев М.К.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «01» июня 2016 г.
(подпись)

Нормоконтролер: ст. пр. Соколова Ч.С.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «14» 06 2016 г.
(подпись)

Рецензент: Исаханов М.Ж. к.т.н, профессор.
(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 5В 071 800 - Электроэнергетика
Кафедра

ЗАДАНИЕ
на выполнение дипломного проекта

Студент Мухамбетов Азамат Биржанович.
(фамилия, имя, отчество)
Тема проекта Расширение ПС "Кентирсай" 220/110/10 кВ Актюбинской области.

утверждена приказом ректора № 148 от «19» октября 2015 г.
Срок сдачи законченной работы «___» _____ 20___ г.
Исходные данные к проекту требуемые параметры результатов проектирования (исследования) и исходные данные объекта
Карта - схема электрической сети г. Актобе.
Схема подстанции "Кентирсай" 220/110/10 кВ. Актюбинской области.

Перечень подлежащих разработке дипломного проекта вопросов или краткое содержание дипломного проекта:
Сведения о Актюбинской области. Общее положение подстанции "Кентирсай" 220/110/10 кВ, состав схемы действующей подстанции. Расчет токов к.з.
Безопасность жизнедеятельности. Технико-экономическое обоснование расширения подстанции "Кентирсай".

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

1. Карта - схема расширяемого участка
2. Схема понизительной подстанции "Кемпирсай"
3. Расширение главной схемы подстанции "Кемпирсай" 220/110/10
4. Расчет параметров сети по схеме замещения.
5. Выбор числа и мощности трансформаторов на подстанции "Азамат"
6. Расчет токов к.з.
7. Безопасность жизнедеятельности.

Рекомендуемая основная литература

1. Идельчик В.И. - Электрические сети и системы. Учебник для вузов.
2. Крючков А.В. - Учебное пособие по дисциплине "Электрические сети и системы"
3. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. - Электрическая часть электростанций и подстанций.

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
Экономическая часть	к.э.н доцент Вашева Л.Ш.	02.02-23.05.16	
БЖД	д.т.н, Джсебаев М.К.	01.02 – 23.05.16	
Нормоконтроль	ст. пр. Соколова Ц.С.	14.06.16	

Г Р А Ф И К
подготовки дипломного проекта

№ п/п	Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления руководителю	Примечание
1.	Сбор материалов	17.01.2016 г.	
2.	Исследование электроэнергетики в Актюбинской области и города.	20.02.2016 г.	
3.	Исследования схем ПС "Кенгирсай"	7.03.2016 г.	
4.	Расчетная часть	4.04.2016 г.	
5.	Графическая часть	11.05.2016 г.	

Дата выдачи задания «19» октября 2015 г.

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

Руководитель _____ Гензбаг И.А.
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Задание принял к исполнению
студент _____ Мухамбетов А.Б.
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Аннотация

В дипломной работе было рассмотрено расширение подстанции «Кемпирсай» 220/110/10 кВ Актюбинской области. Расширение подстанции необходимо в связи с ростом нагрузок в этом регионе.

Были рассчитаны параметры схемы замещения и выбрано коммутационное оборудование.

Расчеты произведены с помощью программ «RASTR» и «TKZ».

В разделе безопасность жизнедеятельности были рассмотрены вопросы заземления и пожаробезопасности.

В экономической части проекта был рассчитан срок окупаемости расширяемой подстанции 110/10 кВ «Азамат».

Annotation

The extension of substation «Kempirsay» («Кеемпирсай») 220/110/10 kV in Aktobe oblast was studied in the thesis statement. Such an extension is necessary due to increase of electric loads in this region.

Parameters of single line diagram were calculated and switching equipment was selected.

«RASTR» and «TKZ» software applications were used for calculations and graphics made.

Grounding and fire safety topics were considered in life safety section.

In economic section a break-even point for extended substation «Azamat» 110/10 kV was calculated.

Аңдатпа

Бұл дипломдық жобада Ақтөбе облысындағы 220/110/10 кВ «Кемпирсай» подстансаның кеңейтуілі қарастырылған. Осы өңірдегі жүктемелердің тұрақты өсуіне байланысты подстансаның кеңейтуі қажет болды.

Алмастыру схемасының параметрлері есептелген және коммуттациялық жабдықтар таңдалған. Есептеулер «RASTR» және «TKZ» бағдарламалар арқылы жүргізілген.

Еңбекті қорғау бөлімінде жерлендіру және өртқауіпсіздігі мәселелері қарастырылған.

Жобаның экономикалық бөлімінде 110/10 кВ «Азамат» кеңітілетін подстансаның қайтарылым бағасы есептелген.

Содержание

Введение…… 6
1 Краткая характеристика нагрузок источников питания …….…….. 8
1.1 Характеристика района и источников ……..... 8
1.2 Нагрузки подстанций рассматриваемого района ……..... 8
2 Обоснование для расширения подстанции «Кемпирсай»..... 9
2.1 Расширение главной схемы подстанции «Кемпирсай» 220/110/10 кВ..... 10
2.2 Определение расчетных нагрузок подстанций…….. 11
2.3 Расчет параметров сети по схеме замещения……. 13
2.4 Выбор числа и мощности трансформаторов на подстанции «Азамат»…….…….. 15
2.5 Подготовка данных для расчета режимов работы рассматриваемой сети…… 17
3 Расчет токов короткого замыкания и выбор основного оборудования расширяемой ячейки на подстанции «Кенкияк»…… 37
3.1 Подготовка данных и расчет токов короткого замыкания ……..... 37
3.2 Выбор основного оборудования для подстанции «Азамат»…….. 40
3.3 Выбор типа ОРУ подстанции……..… 52
4 Безопасность жизнедеятельности…… 54
4.1 Анализ опасности поражения электрическим током в электрических сетях…..…..……..... 54
4.2 Разработка мер электробезопасности……..... 57
4.3 Обеспечение пожарной безопасности оборудования…… 63
5 Экономическая часть…… 66
5.1 Цели разработки проекта…….. 66
5.2 Расчет технико-экономических показателей подстанции…… 68
5.3 Показатели финансово-экономической эффективности……... 74
Заключение…….. 77
Перечень сокращений и обозначений…….. 78
Список литературы……. 79

Введение

Электрическая энергия на современном этапе развития общества занимает одно из самых главных мест, сравнится с ней, по широте применения могут лишь быстроразвивающиеся информационные технологии, существование которых невозможно без использования электрической энергии.

Особенностью энергетической отрасли является то, что нельзя закрыть станцию, подстанцию и т.п. так как это обусловлено следующими особенностями:

во-первых, в большинстве случаях от энергетических объектов питается не только один потребитель, а как правило группа потребителей;

во-вторых; наряду с производственными потребителями существуют бытовые потребители, особенно это актуально для сельской местности, где потребление электрической энергии на производственные нужды снизилось очень значительно, а бытовое потребление не значительно и имеет рассредоточенный характер,

в-третьих, энергетические объекты состоят из сложного и дорогостоящего оборудования, которое нуждается в постоянном и систематическом контроле и обслуживании.

Из главного назначения электрической сети следует, что она должна обеспечивать достаточную надёжность электроснабжения. Опыт показывает, что практически все элементы электрической сети иногда могут повреждаться. При надлежащем качестве эксплуатации сети повреждения возникают из-за климатических условий.

В данной дипломной работе будут рассмотрены следующие задачи:

- Анализ существущей сети Актюбинской области;
- Определение электрических нагрузок потребителей обоснование расширения понижающей подстанции;
- Выбор расчетных режимов работы подстанции и определение загрузки проектируемой электрической сети;
- Выбор мощности и типа подстанции;
- Расчет токов к.з. проектируемой сети и установление коммутационной аппаратуры.

Электрическая сеть является существенным звеном в цепи электроснабжения потребителей и поэтому влияет на изменение показателей качества электроэнергии. Очень важно, чтобы электроэнергия доходила до потребителей с достаточно хорошими показателями. Проектирование электрической сети, включая разработку конфигурации сети и схемы подстанции, является одной из основных задач развития энергетических систем, обеспечивающих надёжное и качественное электроснабжение потребителей. Качественное проектирование является основой надёжного и экономичного функционирования электроэнергетической системы.

В дипломном проекте выполнено расширение подстации «Кемпирсай» 220/110/10 кВ Актюбинской области, которая имеет важное значение для дальнейшего развития электроэнергетики в области.

1 Краткая характеристика нагрузок источников питания

1.1 Характеристика района и источников

Актобе – крупный индустриальный и культурный центр Северо-Западного Казахстана. Расположен город на левом берегу реки Илек (левый приток Урала) в центральной части подуральского плато, представляющего собой равнину высотой 300 – 450 метров. Крупный экономический центр западного Казахстана, на 51°18 северной широты и 58°17 восточной долготы.

Климат в городе резко-континентальный. Лето тёплое, средняя дневная температура превышает 22°С; зима умеренно холодная, максимальный снежный покров наблюдается в феврале.

Основные источники энергоснабжения:

Актобе ТЭЦ

- установленная мощность 85 МВт;
- располагаемая мощность 85 МВт.

ЭС Актюбинского завода ферросплавов ТНК «Казхром»

- установленная мощность 134,8 МВт;
- располагаемая мощность 140 МВт (ограничение по мощность -5,2 МВт).

ЖГТЭС 45 (АО СНПС «Актобемунайгаз»)

- установленная мощность 33,8 МВт;
- располагаемая мощность 20 МВт.

ЖГТЭС 56 (АО СНПС «Актобемунайгаз»)

- установленная мощность 105 МВт;
- располагаемая мощность 95 МВт.

1.2 Нагрузки подстанций рассматриваемого района

При расширении подстанции необходимо проанализировать развитие сети и рост нагрузок расматриваемого района. Необходимо знать существующие и перспективные нагрузки до 2030 года. Нагрузки подстанций сводятся в таблицу 1.

Таблица 1 – Нагрузки подстанций

Номера узлов	Название	Расчетная нагрузка подстанций, 2013 год		Перспективная нагрузка подстанций, 2025 год		Перспективная нагрузка подстанций, 2035 год	
		P, МВт	Q, Мвар	P, МВт	Q, Мвар	P, МВт	Q, Мвар
1	«Кемпирсай»	16,6	6,2	14,8	8,4	20,05	12,8
2	«Яйсан»	3,5	0,8	2,85	1,9	5,3	3,4

Продолжение таблицы 1

Номера узлов	Название	Расчетная нагрузка подстанций, 2013 год		Перспективная нагрузка подстанций, 2025 год		Перспективная нагрузка подстанций, 2035 год	
		P, МВт	Q, Мвар	P, МВт	Q, Мвар	P, МВт	Q, Мвар
3	«Донское»	3,0	0,7	2,9	1,8	4,89	3,0
4	«40 лет »	2,5	0,7	2,85	1,9	4,84	2,99
5	«ПС Азамат »	2,8	1,7	4,1	2,25	8,3	4,88

2 Обоснование для расширения подстанции «Кемпирсай

Расширение подстанции «Кемпирсай» предусматривается тем, что данная подстанция находится в близком отдалении от поселка, в котором произошло строительство новых районов и поэтому необходимо спроектировать и построить новую подстанцию. Для обеспечения электроэнергией потребителей предусматривается строительство новой подстанции 110/10 кВ «ПС Азамат» (схема с двумя системой шин и одной обходной).

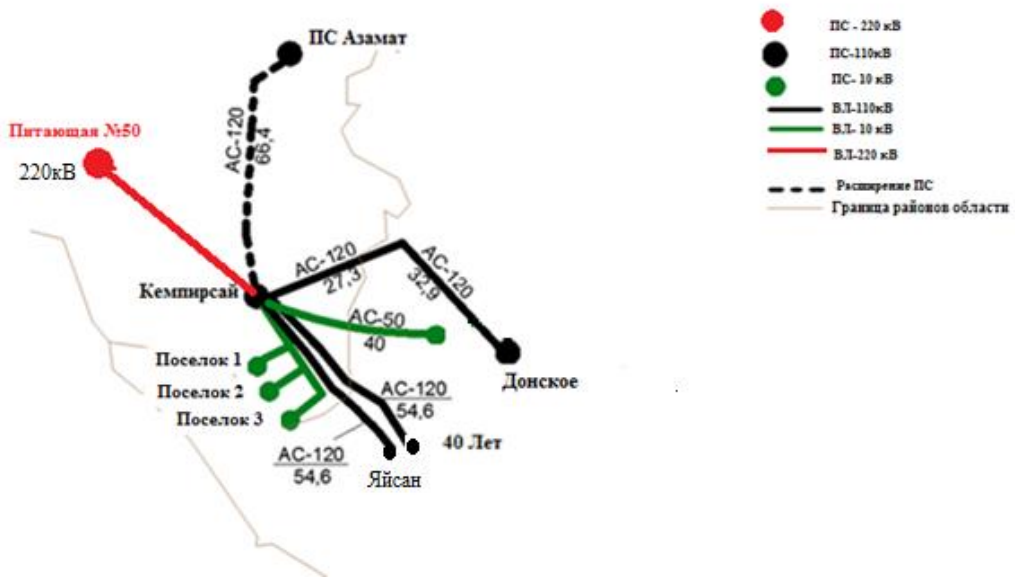


Рисунок 2 – Карта-схема расширяемого участка

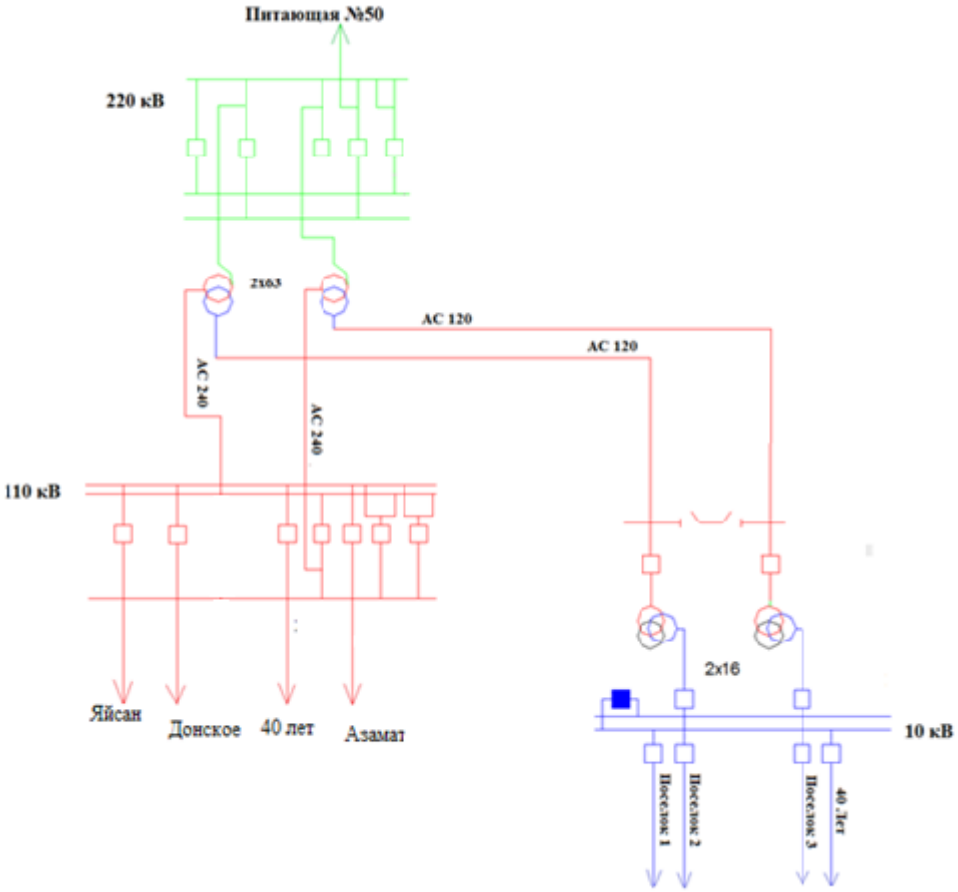


Рисунок 2.1 – Схема понизительной подстанции «Кемпирсай»

2.1 Расширение главной схемы подстанции «Кемпирсай» 220/110/10 кВ

В соответствии с типовыми проектными решениями, учитывая количество присоединений, принципиальная схема распределительных устройств имеет вид двойной системы шин с обходной:

До расширения ОРУ 110 кВ соответствует схеме «Схема с двумя рабочими и одной обходной системой шин», с количеством ячеек 8 (рисунок 2.2).

После расширения ОРУ 110 кВ соответствует схеме «Схема с двумя рабочими и одной обходной системой шин», где количество ячеек уже 10 (рисунок 2.3).

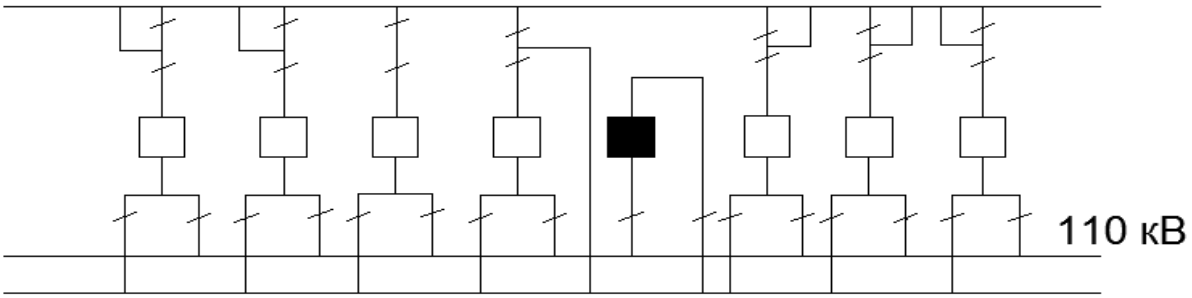


Рисунок 2.2 - Схема с двумя рабочими и обходной системой без расширения

Для возможности вывода в ремонт любого из выключателей без перерыва в работе цепи устанавливается обходной выключатель. Как правило, обе системы шин находятся под питанием.

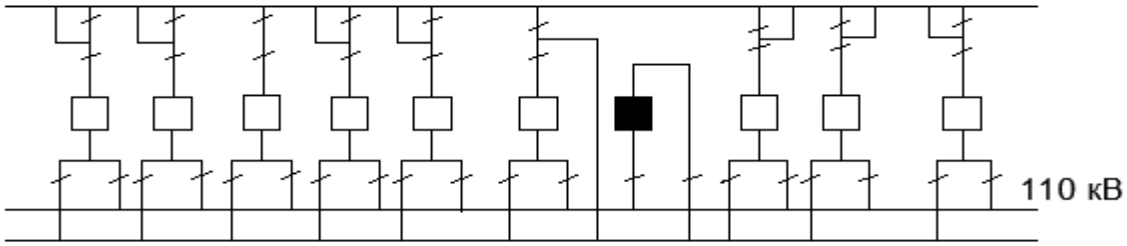


Рисунок 2.3 - Схема с двумя рабочими и обходной системой после расширения

2.2 Определение расчетных нагрузок подстанций

Проектированию подстанций предшествует проверка возможности обеспечения баланса мощности в целом по району и по каждому энергоузлу в отдельности. Баланс мощности необходим для обеспечения потребителей достаточным количеством электроэнергии. Мощность источника питания должна покрыть активную суммарную мощность нагрузки потребителей.

Источником питания являются шины мощной энергосистемы и поэтому, считается, что баланс активной мощности соблюдается во всех режимах работы потребителей.

В задании дипломного проекта приводятся значения активной максимальной мощности в узлах нагрузки, величина $\cos\varphi$ или $\mathrm{tg}\varphi$ для режима максимальных нагрузок, максимальная P_m и время использования максимума T_m. Используя эти данные необходимо найти реактивные и полные мощности в узлах, соответственно для режимов максимальных нагрузок.

Реактивная мощность, потребляемая с шин низкого напряжения:

$$Q = P_{max} \cdot tg\varphi_i, \quad (2.1)$$

где P - активная мощность нагрузки, МВт;

$$tg\varphi g = 0,62$$

$$Q = 2,3 \cdot 0,62 = 1,43 \text{ Мвар}.$$

Аналогично рассчитывается реактивная мощность с шин низкого напряжения для каждого узла.

Нормативный коэффициент мощности на шинах высокого напряжения подстанций принимается равным $\cos\varphi = 0,93$, что соответствует $tg\varphi = 0,4$.

Исходя из этого необходимо предусмотреть на всех подстанциях установку компенсирующих устройств, мощность которых определяется по формуле:

$$Q_{ку} = P_m \cdot (tg\varphi - tg\varphi_э), \quad (2.2)$$

где P_m - мощность нагрузки в максимальном режиме, МВт ;

$tg\varphi$ - коэффициент мощности, соответствующий заданному $\cos\varphi$ нагрузок.

$$Q_{1kk} = 2,3 \cdot 0,22 = 0,51 \text{ Мвар}$$

Аналогично рассчитывается мощность компенсирующих устройств для каждого узла.

Реактивная мощность, потребляемая с шин низкого напряжения подстанции равна:

$$Q_{pi} = Q_i - Q_{nyi}, \quad (2.3)$$

где Q_{pi} - реактивная мощность i-той нагрузки, Мвар ;

Q_{nyi} - реактивная мощность компенсирующего устройства, Мвар

$$Q_p = 1,43 - 0,51 = 0,92 \text{ Мвар}$$

Аналогично рассчитывается реактивная мощность с шин низкого напряжения для каждого узла.

Полная мощность подстанции равна

$$S = \sqrt{P^2 + jQ^2} \quad (2.4)$$

$$S = 2,3 + j0,92$$

2.3 Расчет параметров сети по схеме замещения

В большинстве случаев можно полагать, что параметры линии электропередачи (активное и реактивное сопротивления, активная и емкостная проводимости) равномерно распределены по ее длине. Для линии сравнительно небольшой длины распределенность параметров можно не учитывать и использовать сосредоточенные параметры: активное и реактивное сопротивления линии $R_л$ и $X_л$, активную и емкостную проводимости линии $G_л$ и $B_л$. Для ВЛ напряжением 110 кВ минимальное сечение 70 мм^2

Подстанция «Азамат» АС-240/32.

$$X_л = \frac{x_0 \cdot l_1}{n}, \qquad (2.5)$$

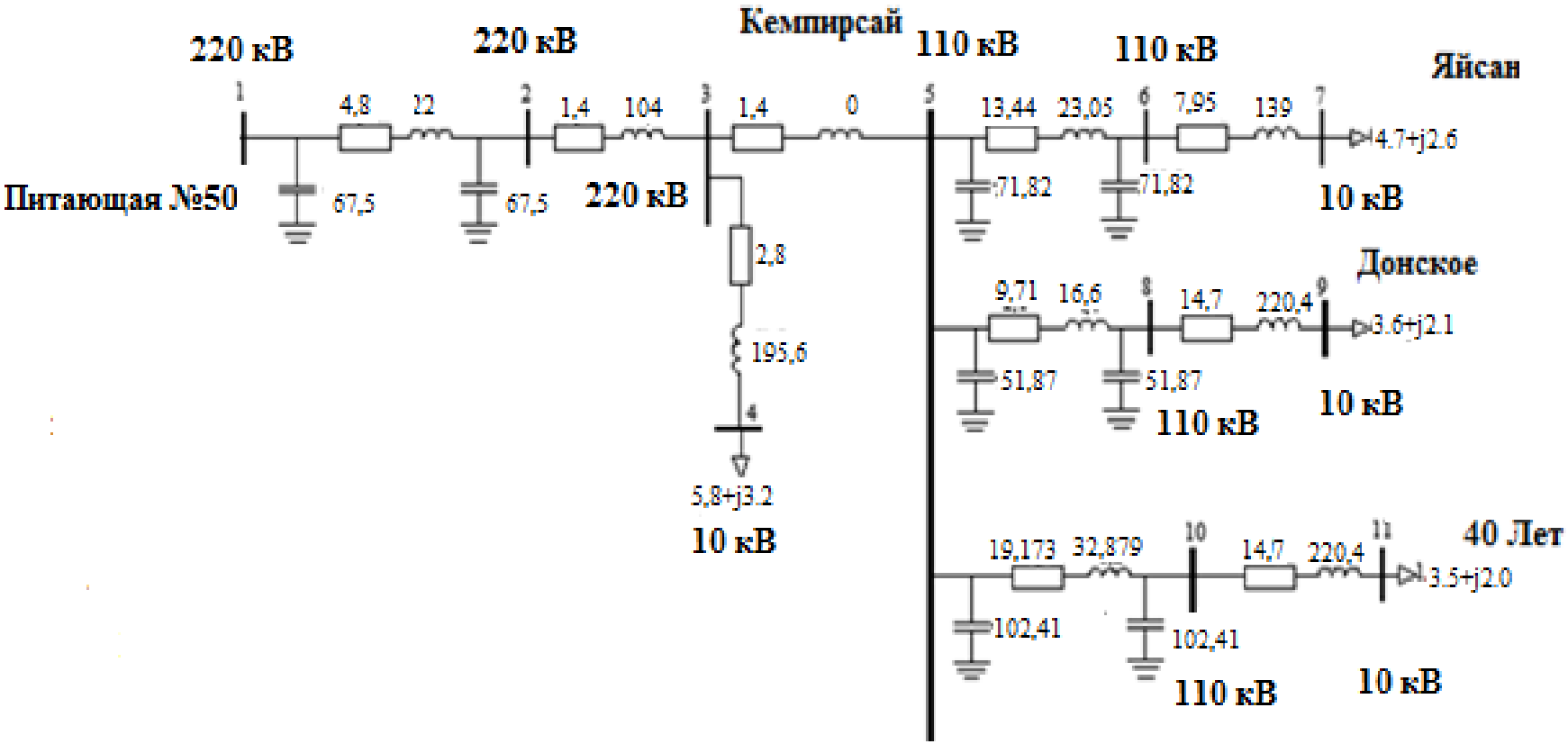


Рисунок 2.4 – Эквивалентированная схема замещения до расширения

$$X_{л} = \frac{0{,}405 \cdot 66{,}4}{1} = 28{,}4\ \text{Ом}.$$

$$R_{л} = \frac{r_0 \cdot l_1}{n}, \qquad (2.6)$$

$$R_{л} = \frac{0{,}12 \cdot 66{,}4}{1} = 8{,}4\ \text{Ом}.$$

$$B = \frac{b_0 \cdot l_1 \quad 20}{n}, \qquad (2.7)$$

$$B = \frac{2{,}81 \cdot 66{,}4}{1} \cdot 10^{6} = 196{,}7 \cdot 10^{6}\ \text{См}.$$

Остальные значения параметров сети рассчитываются по формулам (2.5-2.7) и сведены в таблицу 2.1.

Таблица 2.1 – Параметры линий до расширения

Участок	Название	Марка провода	L, км	R, Ом	X, Ом	$B \cdot 10^{-6}$, См	R+jX, Ом
1-2	Питающая№50-«Кемпирсай»	АС-300/39	100	4,8	22	135	4,8+j22
5-6	«Кемпирсай» - «Яйсан»	АС-120/19	54	13,44	23	146,64	13,4+j23
5-8	«Кемпирсай» - «Донское»	АС-120/19	39	9,71	16,65	103,74	9,71+j16
5-10	«Кемпирсай»-«40 Лет»	АС-120/19	40	9,96	17,08	106,4	9,96+j17

2.4 Выбор числа и мощности трансформаторов на подстанции «Азамат»

Силовые трансформаторы, установленные на подстанциях, предназначены для преобразования электроэнергии с одного напряжения на другое. Наибольшее распространение получили трехфазные трансформаторы, так как потери в них на 13-15% ниже, а расход активных материалов и стоимость на 20-25% меньше, чем в группе трех однофазных трансформаторов такой же суммарной мощности.

Мощность трансформатора выбирается по выражению:

$$S_т = \frac{S_{нагр}}{1,4}, \quad (2.8)$$

где $S_{нагр}$ - типовая мощность трансформатора.

Трансформаторы и автотрансформаторы принимаются со встроенным регулированием напряжения под нагрузкой (РПН).

$$S_т = \frac{\sqrt{10,5^2 + 5,1^2}}{1,4} = 8,34 \text{ МВА}.$$

Выбирается трансформатор с перспективой на увеличение нагрузки ТДТН 16000/110 $S = 16$ МВА. .

Расчет для других трансформаторов подстанций выполняется по формуле (2.8) .

Таблица 2.2 – Параметры существующих трансформаторов на подстанциях

Наименование электрической подстанции	Мощность трансформаторов подстанции	Марка трансформаторов	Активное сопротивление Трансформатора			Реактивное сопротивление трансформатора		
			ВН	СН	НН	ВН	СН	НН
ПС Кемпирсай	63	АТДЦТН-63000/220/110	1,4	1,4	2,8	104	0	195,6
ПС Яйсан	10	ТДН-10000/110	7,95			139		
ПС Донское	6,3	ТМН-6300/110	14,7			220,4		
ПС Азамат	10	ТДН-10000/110	7,95			139		
ПС 40 Лет	6,3	ТМН-6300/110	14,7			220,4		

Так же был вычислены коэффициенты трансформации:

1) $К_т = 1,000$
2) $К_т = 0,500$
3) $К_т = 0,045$
4) $К_т = 0,090$

2.5 Подготовка данных для расчета режимов работы рассматриваемой сети и их анализ

В проекте произведен электрический расчет для нормального (максимальный и минимальный) и послеаварийного режимов по двум вариантам. Вариант 1 – без расширения ОРУ, вариант 2 – Расширение ОРУ 220/110/10 кВ «Кемпирсай» с подключением подстанции «Азамат».

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

Для расчета электрической сети представлены схемы замещения по двум вариантам (см. рисунок 2.3).

Расчет режимов сети данной схемы осуществляется с помощью программы RASTR.

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.

Комплекс программ RASTR предназначен для расчета и анализа установившихся режимов электрических систем на ПЭВМ IBM PC и совместимых с нею. Программа 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 представления схемы или отдельных ее фрагментов вместе с практически любыми расчетными и исходными параметрами.

2.5.1 Расчетные данные для максимального режима сети до расширения

Узлы | Ветви | Узлы+Ветви | Графика

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta	Рай...
1			База	1	Питающая №50	231					17,8	0,3	231,0	-1 000,0	1 000,0		231,00		
2			Нагр	2	СШ Кемпирсай	220							220,0				230,27	-0,40	
3			Нагр	3	Кемпирсай 220	220							220,0				226,99	-2,41	
4			Нагр	4	Кемпирсай 10	10			5,8	3,2			10,0				10,08	-3,68	
5			Нагр	5	Кемпирсай 110	110							110,0				113,46	-2,41	
6			Нагр	6	Яйсан 110	110							110,0				112,47	-2,77	
7			Нагр	7	Яйсан10	10			4,7	2,6			10,0				9,78	-5,74	
8			Нагр	8	Донское 110	110							110,0				112,88	-2,60	
9			Нагр	9	Донское 10	10			3,6	2,1			10,0				9,71	-6,19	
10			Нагр	10	40 Лет 110	110							110,0				112,90	-2,60	
11			Нагр	11	40 Лет 10	10			3,5	2,0			10,0				9,73	-6,09	

Рисунок 2.5 – Исходные данные по узлам

Узлы | Ветви | Узлы+Ветви | Графика

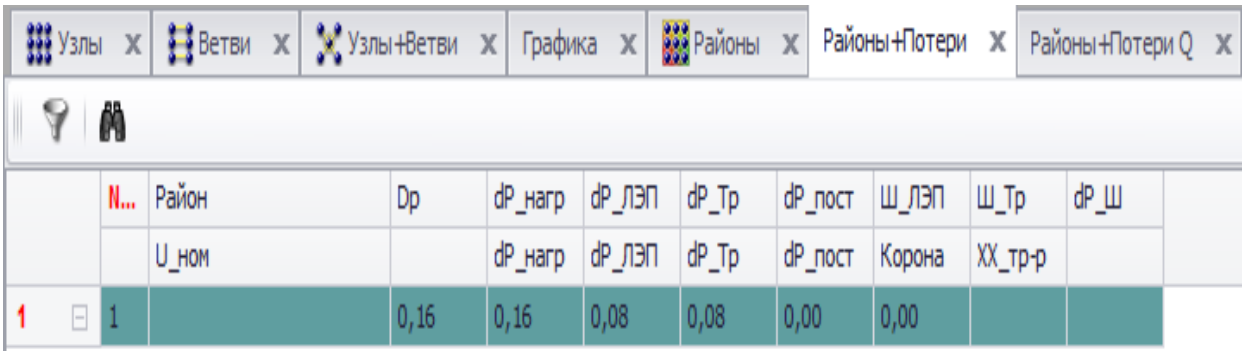
	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	I...	Название	R	X	B	Кт/г	N_анц	БД_...	P_нач	Q_нач	Na	Imax	I загр.
1			ЛЭП	1	2			Питающая №50 - СШ Ке...	4,80	22,00	-135,0				-18	0		48	
2			Тр-р	2	3			СШ Кемпирсай - Кемпирс...	1,40	104,00		1,000			-18	-7		48	
3			Тр-р	3	4			Кемпирсай 220 - Кемпирс...	2,80	195,60		0,045			-6	-3		17	
4			Тр-р	3	5			Кемпирсай 220 - Кемпирс...	1,40			0,500			-12	-3		31	
5			ЛЭП	5	6			Кемпирсай 110 - Яйсан 110	13,45	23,06	-143,6				-5	-1		29	
6			Тр-р	6	7			Яйсан 110 - Яйсан10	7,95	139,00		0,090			-5	-3		29	
7			ЛЭП	5	8			Кемпирсай 110 - Донско...	9,71	16,65	-103,7				-4	-1		22	
8			Тр-р	8	9			Донское 110 - Донское 10	14,70	220,40		0,090			-4	-2		22	
9			ЛЭП	5	10			Кемпирсай 110 - 40 Лет ...	9,96	17,08	-106,4				-4	-1		22	
10			Тр-р	10	11			40 Лет 110 - 40 Лет 10	14,70	220,40		0,090			-4	-2		22	

Рисунок 2.6 – Исходные данные по ветвям

Узлы | Ветви | Узлы+Ветви | Графика

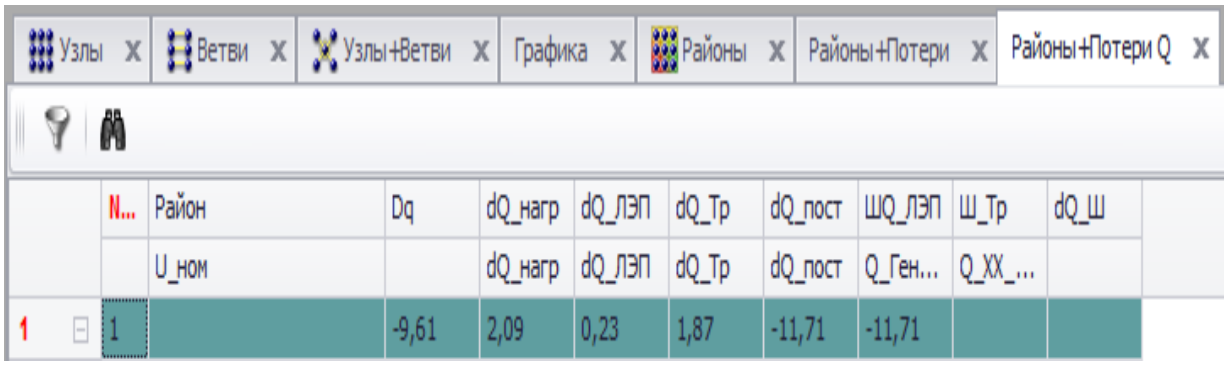
	O	S	Номер	Название	V	Delta	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	Q_ш
	O	S	Ny	Название	V_2	dDelta	P_л	Q_л	dP	dQ	I_л	P_ш	Q_ш	
1			1	Питающая №50	231,00				17,8	0,3	231,0	-1 000,0	1 000,0	
2			2	СШ Кемпирсай	230,3	-0,4	-18	0	0,03	0,14	44		-7,18	
3			2	СШ Кемпирсай	230,27	-0,40					220,0			
4			1	Питающая №50	231,0	0,4	18	7	0,03	0,14	48		-7,18	
5			3	Кемпирсай 220	227,0	-2,0	-18	-7	0,01	0,72	48			
6			3	Кемпирсай 220	226,99	-2,41					220,0			
7			2	СШ Кемпирсай	230,3	2,0	18	7	0,01	0,72	48			
8			4	Кемпирсай 10	10,1	-1,3	-6	-3	0,00	0,17	17			
9			5	Кемпирсай 110	113,5	0,0	-12	-3	0,00		31			
10			4	Кемпирсай 10	10,08	-3,68	5,8	3,2			10,0			
11			3	Кемпирсай 220	227,0	1,3	6	3	0,00	0,17	379			
12			5	Кемпирсай 110	113,46	-2,41					110,0			
13			3	Кемпирсай 220	227,0	0,0	12	3	0,00		63			
14			6	Яйсан 110	112,5	-0,4	-5	-1	0,03	0,05	25		-1,83	
15			8	Донское 110	112,9	-0,2	-4	-1	0,01	0,02	19	0,00	-1,33	
16			10	40 Лет 110	112,9	-0,2	-4	-1	0,01	0,02	19	0,00	-1,36	
17			6	Яйсан 110	112,47	-2,77					110,0			
18			5	Кемпирсай 110	113,5	0,4	5	3	0,03	0,05	29		-1,83	
19			7	Яйсан10	9,8	-3,0	-5	-3	0,02	0,34	29			
20			7	Яйсан10	9,78	-5,74	4,7	2,6			10,0			
21			6	Яйсан 110	112,5	3,0	5	3	0,02	0,34	317			
22			8	Донское 110	112,88	-2,60					110,0			
23			5	Кемпирсай 110	113,5	0,2	4	2	0,01	0,02	22	0,00	-1,33	
24			9	Донское 10	9,7	-3,6	-4	-2	0,02	0,33	22			
25			9	Донское 10	9,71	-6,19	3,6	2,1			10,0			
26			8	Донское 110	112,9	3,6	4	2	0,02	0,33	248			
27			10	40 Лет 110	112,90	-2,60					110,0			
28			5	Кемпирсай 110	113,5	0,2	4	2	0,01	0,02	22	0,00	-1,36	
29			11	40 Лет 10	9,7	-3,5	-4	-2	0,02	0,31	22			
30			11	40 Лет 10	9,73	-6,09	3,5	2,0			10,0			
31			10	40 Лет 110	112,9	3,5	3	2	0,02	0,31	239			

Рисунок 2.7 –Расчетные данные по узлам и ветвям



	N...	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	1		0,16	0,16	0,08	0,08	0,00	0,00		

Рисунок 2.8 – Расчетные данные по районам и потерям в активном режиме



	N...	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...	Q_XX_...	
1	1		-9,61	2,09	0,23	1,87	-11,71	-11,71		

Рисунок 2.9 – Расчетные данные по районам и потерям в реактивном режиме

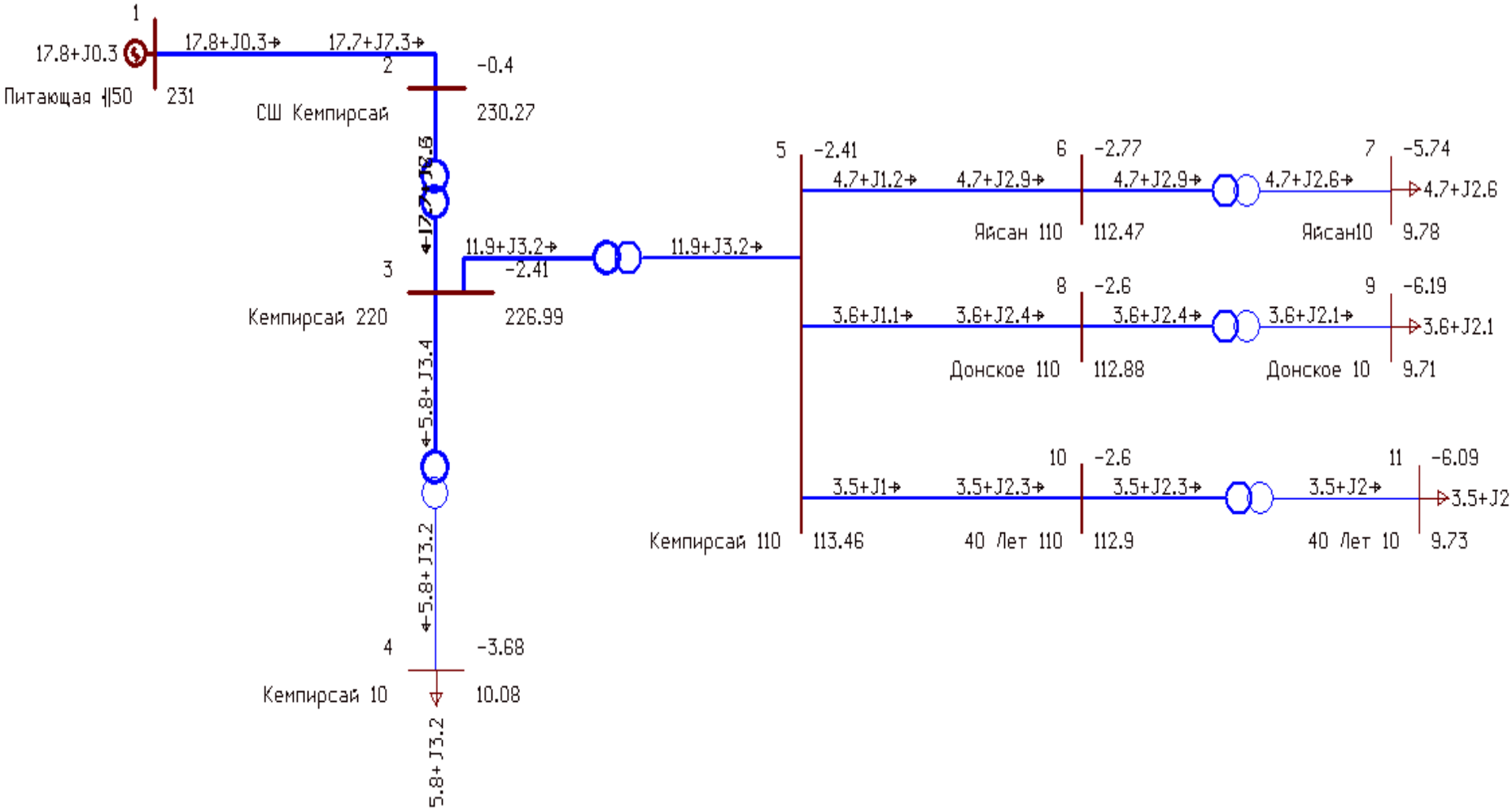
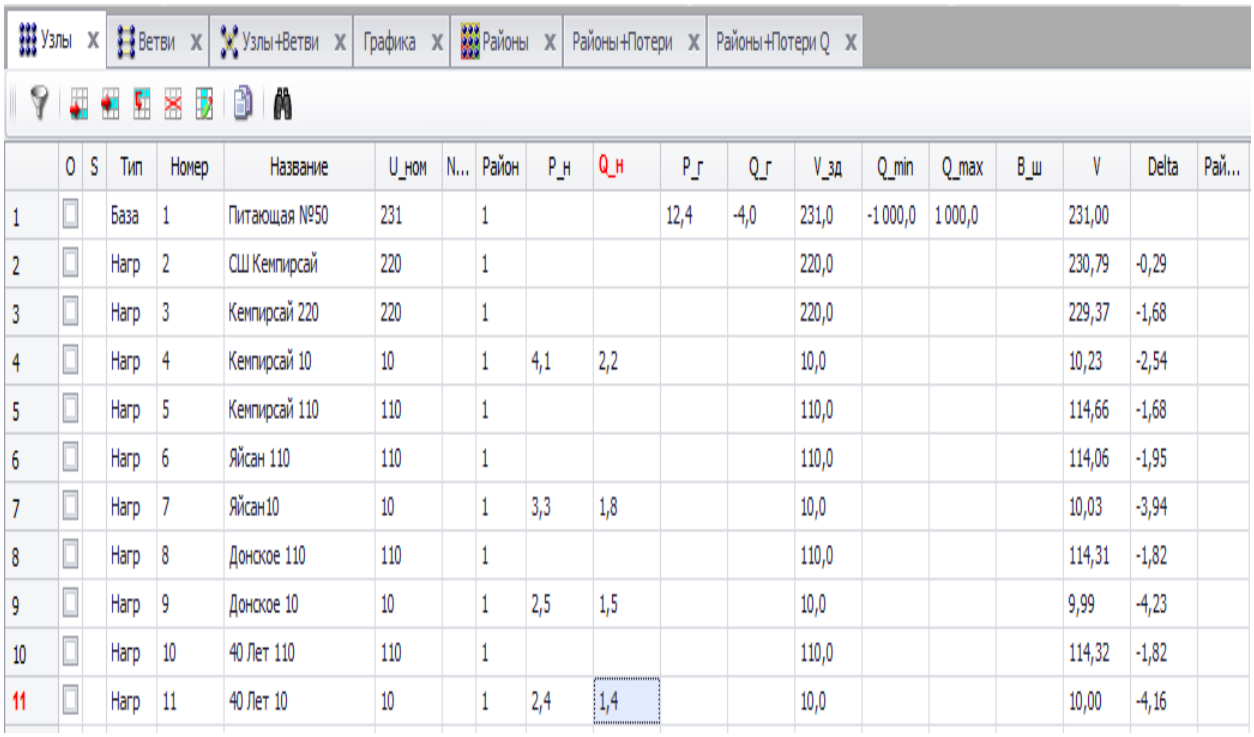


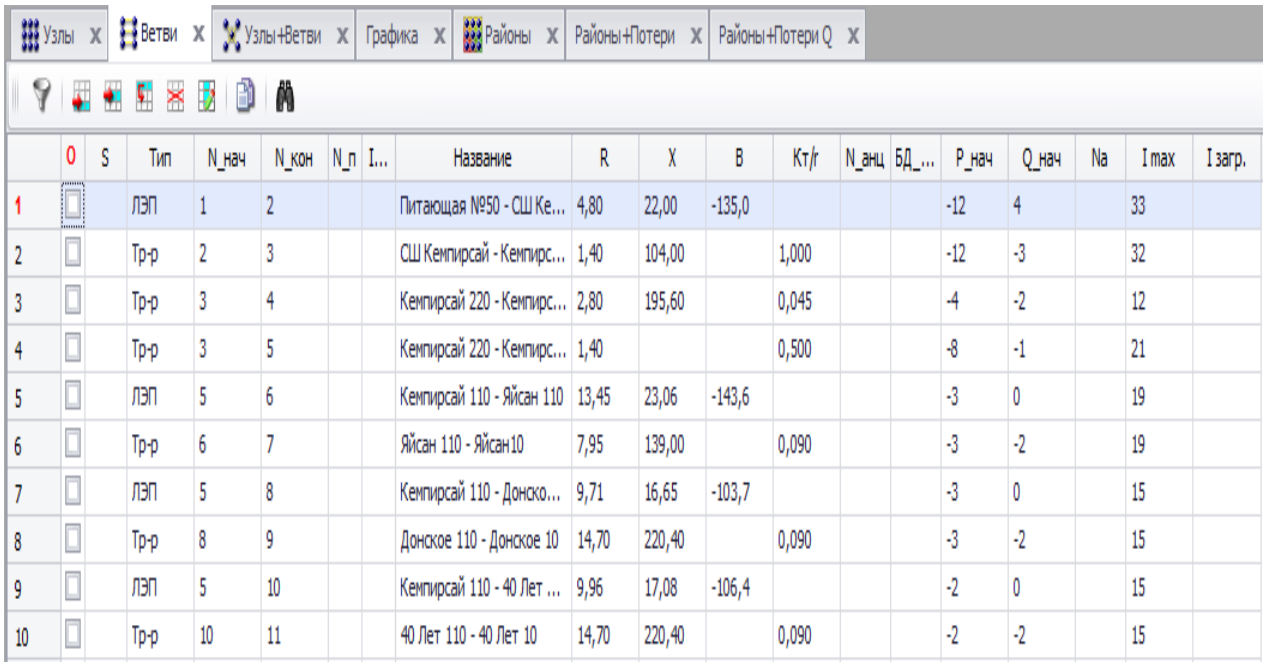
Рисунок 2.10 – Перетоки мощности в максимальном режиме сети до расширения

2.5.2 Расчетные данные для минимального режима сети до расширения



	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta	Рай...
1			База	1	Питающая №50	231		1			12,4	-4,0	231,0	-1 000,0	1 000,0		231,00		
2			Нагр	2	СШ Кемпирсай	220		1					220,0				230,79	-0,29	
3			Нагр	3	Кемпирсай 220	220		1					220,0				229,37	-1,68	
4			Нагр	4	Кемпирсай 10	10		1	4,1	2,2			10,0				10,23	-2,54	
5			Нагр	5	Кемпирсай 110	110		1					110,0				114,66	-1,68	
6			Нагр	6	Яйсан 110	110		1					110,0				114,06	-1,95	
7			Нагр	7	Яйсан10	10		1	3,3	1,8			10,0				10,03	-3,94	
8			Нагр	8	Донское 110	110		1					110,0				114,31	-1,82	
9			Нагр	9	Донское 10	10		1	2,5	1,5			10,0				9,99	-4,23	
10			Нагр	10	40 Лет 110	110		1					110,0				114,32	-1,82	
11			Нагр	11	40 Лет 10	10		1	2,4	1,4			10,0				10,00	-4,16	

Рисунок 2. 11 – Исходные данные по узлам



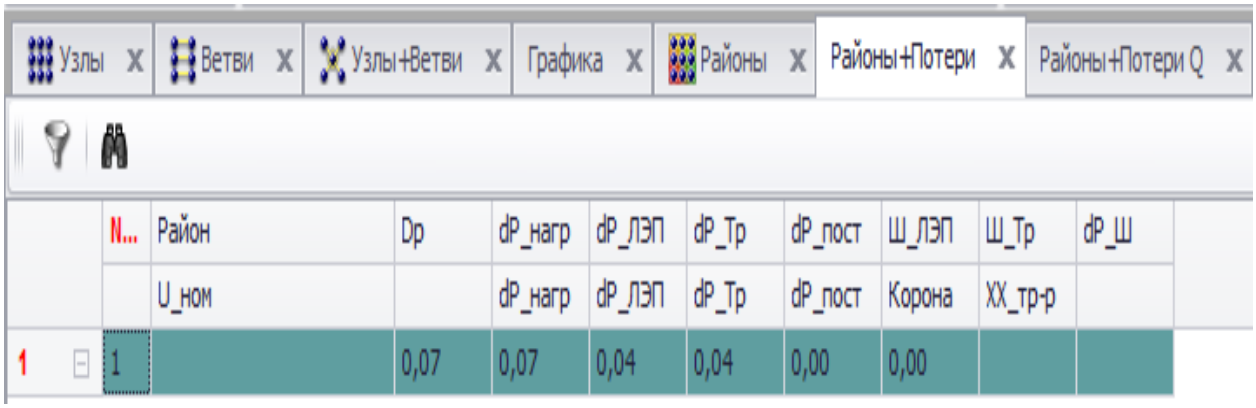
	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	I...	Название	R	X	B	Кт/r	N_анц	БД_...	P_нач	Q_нач	Na	I max	I загр.
1			ЛЭП	1	2			Питающая №50 - СШ Ке...	4,80	22,00	-135,0				-12	4		33	
2			Тр-р	2	3			СШ Кемпирсай - Кемпирс...	1,40	104,00		1,000			-12	-3		32	
3			Тр-р	3	4			Кемпирсай 220 - Кемпирс...	2,80	195,60		0,045			-4	-2		12	
4			Тр-р	3	5			Кемпирсай 220 - Кемпирс...	1,40			0,500			-8	-1		21	
5			ЛЭП	5	6			Кемпирсай 110 - Яйсан 110	13,45	23,06	-143,6				-3	0		19	
6			Тр-р	6	7			Яйсан 110 - Яйсан10	7,95	139,00		0,090			-3	-2		19	
7			ЛЭП	5	8			Кемпирсай 110 - Донско...	9,71	16,65	-103,7				-3	0		15	
8			Тр-р	8	9			Донское 110 - Донское 10	14,70	220,40		0,090			-3	-2		15	
9			ЛЭП	5	10			Кемпирсай 110 - 40 Лет ...	9,96	17,08	-106,4				-2	0		15	
10			Тр-р	10	11			40 Лет 110 - 40 Лет 10	14,70	220,40		0,090			-2	-2		15	

Рисунок 2. 12 – Исходные данные по ветвям

Узлы | Ветви | Узлы+Ветви | Графика | Районы | Районы+Потери | Районы+Потери Q

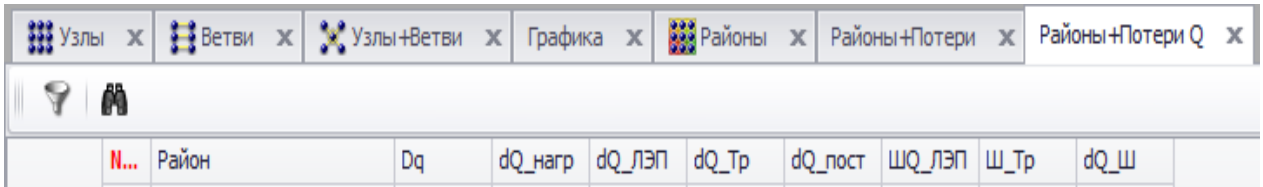
	O	S	Номер	Название	V	Delta	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	Q_ш
	O	S	Ny	Название	V_2	dDelta	P_л	Q_л	dP	dQ	I_л	P_ш	Q_ш	
1			1	Питающая №50	231,00				12,4	-4,0	231,0	-1 000,0	1 000,0	
2			2	СШ Кемпирсай	230,8	-0,3	-12	4	0,01	0,06	33		-7,20	
3			2	СШ Кемпирсай	230,79	-0,29					220,0			
4			1	Питающая №50	231,0	0,3	12	3	0,01	0,06	32		-7,20	
5			3	Кемпирсай 220	229,4	-1,4	-12	-3	0,00	0,32	32			
6			3	Кемпирсай 220	229,37	-1,68					220,0			
7			2	СШ Кемпирсай	230,8	1,4	12	3	0,00	0,32	32			
8			4	Кемпирсай 10	10,2	-0,9	-4	-2	0,00	0,08	12			
9			5	Кемпирсай 110	114,7	0,0	-8	-1	0,00		21			
10			4	Кемпирсай 10	10,23	-2,54	4,1	2,2			10,0			
11			3	Кемпирсай 220	229,4	0,9	4	2	0,00	0,08	262			
12			5	Кемпирсай 110	114,66	-1,68					110,0			
13			3	Кемпирсай 220	229,4	0,0	8	1	0,00		42			
14			6	Яйсан 110	114,1	-0,3	-3	0	0,01	0,02	17	0,00	-1,88	
15			8	Донское 110	114,3	-0,1	-3	0	0,01	0,01	13	0,00	-1,36	
16			10	40 Лет 110	114,3	-0,1	-2	0	0,01	0,01	12	0,00	-1,39	
17			6	Яйсан 110	114,06	-1,95					110,0			
18			5	Кемпирсай 110	114,7	0,3	3	2	0,01	0,02	19	0,00	-1,88	
19			7	Яйсан10	10,0	-2,0	-3	-2	0,01	0,16	19			
20			7	Яйсан10	10,03	-3,94	3,3	1,8			10,0			
21			6	Яйсан 110	114,1	2,0	3	2	0,01	0,16	216			
22			8	Донское 110	114,31	-1,82					110,0			
23			5	Кемпирсай 110	114,7	0,1	3	2	0,01	0,01	15	0,00	-1,36	
24			9	Донское 10	10,0	-2,4	-3	-2	0,01	0,15	15			
25			9	Донское 10	9,99	-4,23	2,5	1,5			10,0			
26			8	Донское 110	114,3	2,4	3	1	0,01	0,15	169			
27			10	40 Лет 110	114,32	-1,82					110,0			
28			5	Кемпирсай 110	114,7	0,1	2	2	0,01	0,01	15	0,00	-1,39	
29			11	40 Лет 10	10,0	-2,3	-2	-2	0,01	0,14	15			
30			11	40 Лет 10	10,00	-4,16	2,4	1,4			10,0			
31			10	40 Лет 110	114,3	2,3	2	1	0,01	0,14	163			

Рисунок 2.13 – Расчетные данные по узлам и ветвям



	N...	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	1		0,07	0,07	0,04	0,04	0,00	0,00		

Рисунок 2.14 –Расчетные данные по районам и потерям в активном режиме



	N...	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...	Q_XX_...	
1	1		-10,88	0,95	0,10	0,85	-11,83	-11,83		

Рисунок 2.15 –Расчетные данные по районам и потерям в реактивном режиме

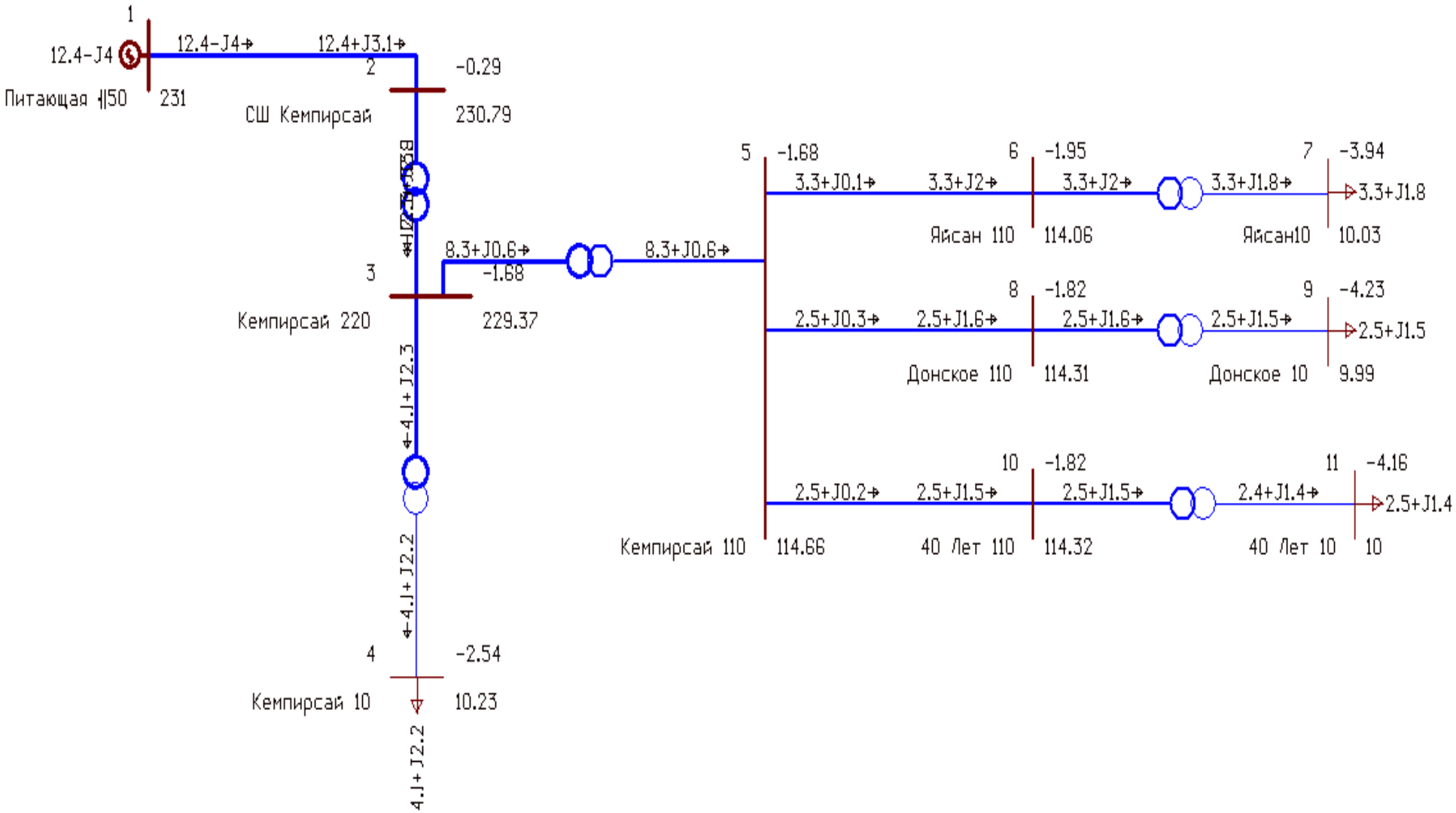


Рисунок 2.16 – Перетоки мощности в минимальном режиме сети до расширения

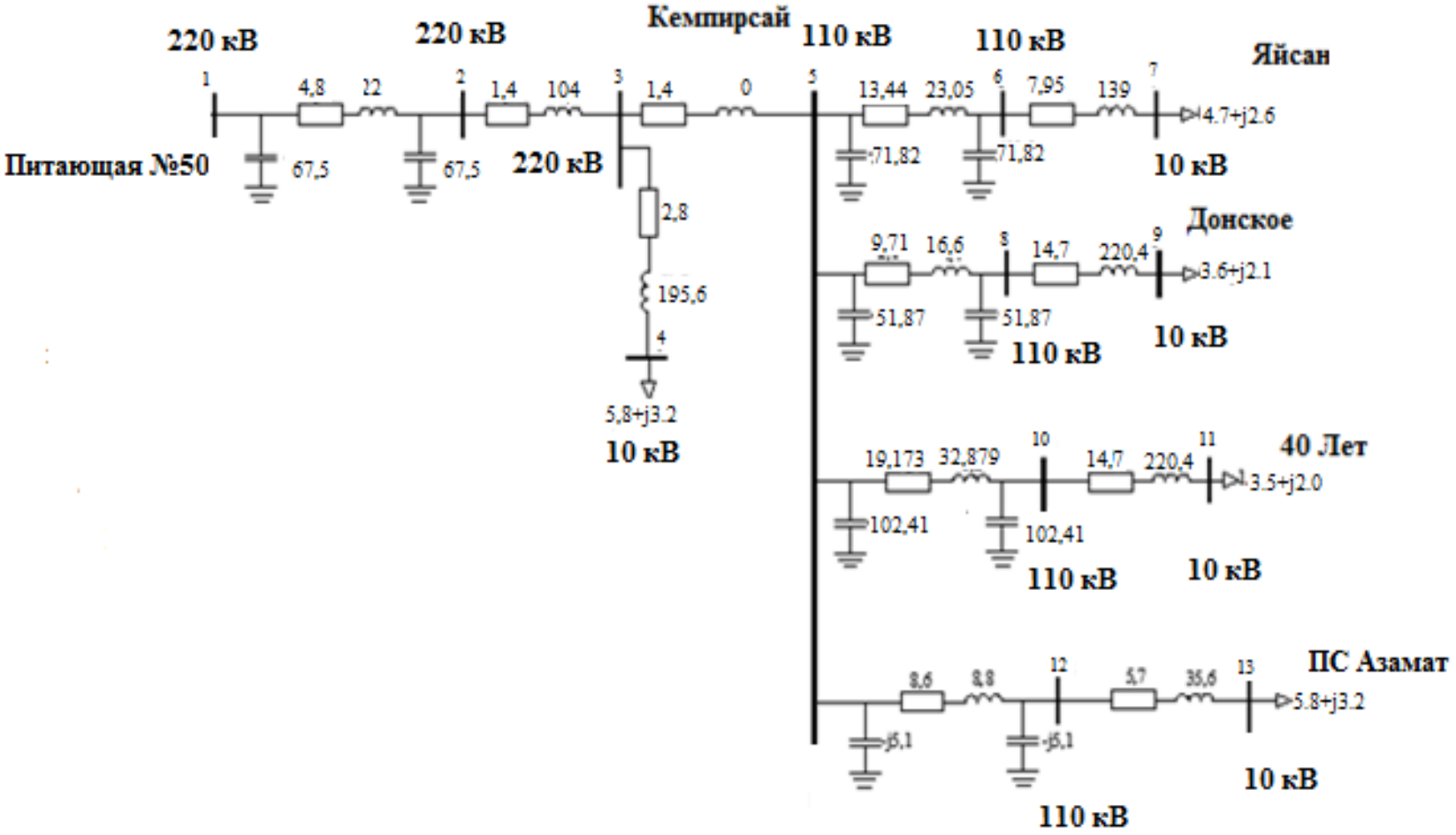


Рисунок 2.17 – Эквивалентированная схема замещения после расширения

Таблица 2.3 – Параметры линий после расширения

Участок	Название	Марка провода	L, км	R, Ом	X, Ом	$B \cdot 10^{-6}$, См	R+jX, Ом
1-2	Питающая№50-«Кемпирсай»	АС-300/39	100	4,8	22	135	4,8+j22
5-6	«Кемпирсай» - «Яйсан»	АС-120/19	54	13,44	23	146,64	13,4+j23
5-8	«Кемпирсай» - «Донское»	АС-120/19	39	9,71	16,65	103,74	9,71+j16
5-10	«Кемпирсай»-«ПС Азамат»	АС-120/19	77	19,17	32,88	204,82	19,1+j32
5-12	«Кемпирсай» - «40 Лет»	АС-120/19	40	9,96	17,08	106,4	9,96+j17

2.5.3 Расчетные данные для максимального режима после расширения

Узлы | Ветви | Узлы+Ветви | Графика | Районы | Районы+Потери | Районы+Потери Q

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta	Рай...
1			База	1	Питающая №50	231		1			23,7	2,2	231,0	-1 000,0	1 000,0		231,00		
2			Нагр	2	СШ Кемпирсай	220		1					220,0				229,97	-0,53	
3			Нагр	3	Кемпирсай 220	220		1					220,0				225,94	-3,22	
4			Нагр	4	Кемпирсай 10	10		1	5,8	3,2			10,0				10,04	-4,50	
5			Нагр	5	Кемпирсай 110	110		1					110,0				112,92	-3,21	
6			Нагр	6	Яйсан 110	110		1					110,0				111,93	-3,58	
7			Нагр	7	Яйсан10	10		1	4,7	2,6			10,0				9,73	-6,58	
8			Нагр	8	Донское 110	110		1					110,0				112,34	-3,41	
9			Нагр	9	Донское 10	10		1	3,6	2,1			10,0				9,66	-7,03	
10			Нагр	10	40 Лет 110	110		1					110,0				112,35	-3,41	
11			Нагр	11	40 Лет 10	10		1	3,5	2,0			10,0				9,68	-6,93	
12			Нагр	12	ПС Азамат 110	110		1									111,17	-3,87	
13			Нагр	13	ПС Азамат 10	10		1	5,8	3,2							9,57	-7,66	

Рисунок 2.18 – Исходные данные по узлам

Узлы | Ветви | Узлы+Ветви | Графика | Районы | Районы+Потери | Районы+Потери Q

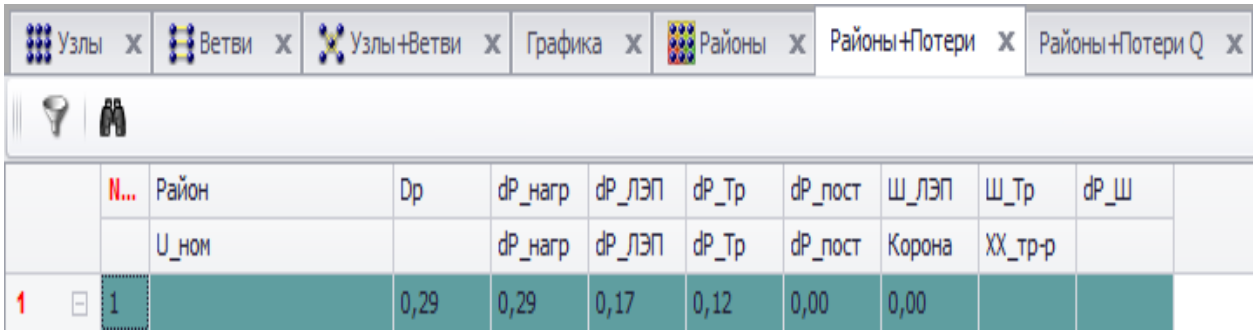
	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	I...	Название	R	X	B	Кт/r	N_анц	БД_...	P_нач	Q_нач	Na	I max	I загр.
1			ЛЭП	1	2			Питающая №50 - СШ Ке...	4,80	22,00	-135,0				-24	-2		64	
2			Тр-р	2	3			СШ Кемпирсай - Кемпирс...	1,40	104,00		1,000			-24	-9		63	
3			Тр-р	3	4			Кемпирсай 220 - Кемпирс...	2,80	195,60		0,045			-6	-3		17	
4			Тр-р	3	5			Кемпирсай 220 - Кемпирс...	1,40			0,500			-18	-5		47	
5			ЛЭП	5	6			Кемпирсай 110 - Яйсан 110	13,45	23,06	-143,6				-5	-1		29	
6			Тр-р	6	7			Яйсан 110 - Яйсан10	7,95	139,00		0,090			-5	-3		29	
7			ЛЭП	5	8			Кемпирсай 110 - Донско...	9,71	16,65	-103,7				-4	-1		22	
8			Тр-р	8	9			Донское 110 - Донское 10	14,70	220,40		0,090			-4	-2		22	
9			ЛЭП	5	10			Кемпирсай 110 - 40 Лет ...	9,96	17,08	-106,4				-4	-1		22	
10			Тр-р	10	11			40 Лет 110 - 40 Лет 10	14,70	220,40		0,090			-4	-2		22	
11			ЛЭП	5	12			Кемпирсай 110 - ПС Азам...	19,17	32,88	-204,8				-6	-1		36	
12			Тр-р	12	13			ПС Азамат 110 - ПС Азам...	7,95	139,00		0,090			-6	-4		36	

Рисунок 2.19 – Исходные данные по ветвям

Узлы | Ветви | Узлы+Ветви | Графика | Районы | Районы+Потери | Районы+Потери Q

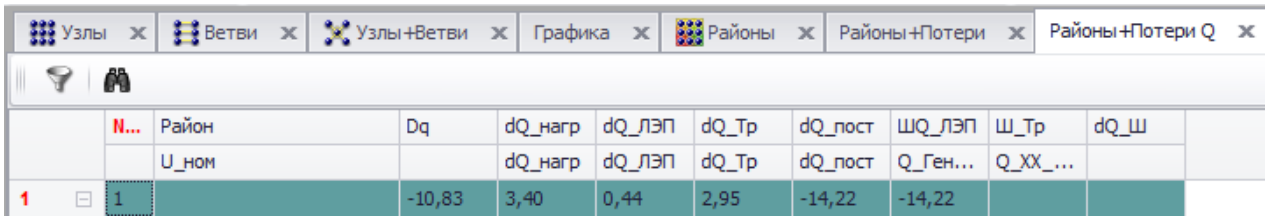
	O	S	Номер	Название	V	Delta	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	Q_ш
	O	S	Ny	Название	V_2	dDelta	P_л	Q_л	dP	dQ	I_л	P_ш	Q_ш	
1			1	Питающая №50	231,00				23,7	2,2	231,0	-1 000,0	1 000,0	
2			2	СШ Кемпирсай	230,0	-0,5	-24	-2	0,05	0,24	59		-7,17	
3			2	СШ Кемпирсай	229,97	-0,53					220,0			
4			1	Питающая №50	231,0	0,5	24	9	0,05	0,24	64		-7,17	
5			3	Кемпирсай 220	225,9	-2,7	-24	-9	0,02	1,26	63			
6			3	Кемпирсай 220	225,94	-3,22					220,0			
7			2	СШ Кемпирсай	230,0	2,7	24	8	0,02	1,26	63			
8			4	Кемпирсай 10	10,0	-1,3	-6	-3	0,00	0,17	17			
9			5	Кемпирсай 110	112,9	0,0	-18	-5	0,01		47			
10			4	Кемпирсай 10	10,04	-4,50	5,8	3,2			10,0			
11			3	Кемпирсай 220	225,9	1,3	6	3	0,00	0,17	381			
12			5	Кемпирсай 110	112,92	-3,21					110,0			
13			3	Кемпирсай 220	225,9	0,0	18	5	0,01		94			
14			6	Яйсан 110	111,9	-0,4	-5	-1	0,03	0,05	25		-1,82	
15			8	Донское 110	112,3	-0,2	-4	-1	0,01	0,02	19	0,00	-1,32	
16			10	40 Лет 110	112,4	-0,2	-4	-1	0,01	0,02	19		-1,35	
17			12	ПС Азамат 110	111,2	-0,7	-6	-1	0,06	0,11	31		-2,57	
18			6	Яйсан 110	111,93	-3,58					110,0			
19			5	Кемпирсай 110	112,9	0,4	5	3	0,03	0,05	29		-1,82	
20			7	Яйсан10	9,7	-3,0	-5	-3	0,02	0,34	29			
21			7	Яйсан10	9,73	-6,58	4,7	2,6			10,0			
22			6	Яйсан 110	111,9	3,0	5	3	0,02	0,34	319			
23			8	Донское 110	112,34	-3,41					110,0			
24			5	Кемпирсай 110	112,9	0,2	4	2	0,01	0,02	22	0,00	-1,32	
25			9	Донское 10	9,7	-3,6	-4	-2	0,02	0,33	22			
26			9	Донское 10	9,66	-7,03	3,6	2,1			10,0			
27			8	Донское 110	112,3	3,6	4	2	0,02	0,33	249			
28			10	40 Лет 110	112,35	-3,41					110,0			
29			5	Кемпирсай 110	112,9	0,2	4	2	0,01	0,02	22		-1,35	
30			11	40 Лет 10	9,7	-3,5	-4	-2	0,02	0,31	22			
31			11	40 Лет 10	9,68	-6,93	3,5	2,0			10,0			
32			10	40 Лет 110	112,4	3,5	3	2	0,02	0,31	240			
33			12	ПС Азамат 110	111,17	-3,87								
34			5	Кемпирсай 110	112,9	0,7	6	4	0,06	0,11	36		-2,57	
35			13	ПС Азамат 10	9,6	-3,8	-6	-4	0,03	0,54	36			
36			13	ПС Азамат 10	9,57	-7,66	5,8	3,2						
37			12	ПС Азамат 110	111,2	3,8	6	3	0,03	0,54	400			

Рисунок 2.20– Расчетные данные по узлам и ветвям



	N...	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	1		0,29	0,29	0,17	0,12	0,00	0,00		

Рисунок 2.21 – Расчетные данные по районам и потерям в активном режиме



	N...	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...	Q_XX_...	
1	1		-10,83	3,40	0,44	2,95	-14,22	-14,22		

Рисунок 2.22 – Расчетные данные по районам и потерям в реактивном режиме

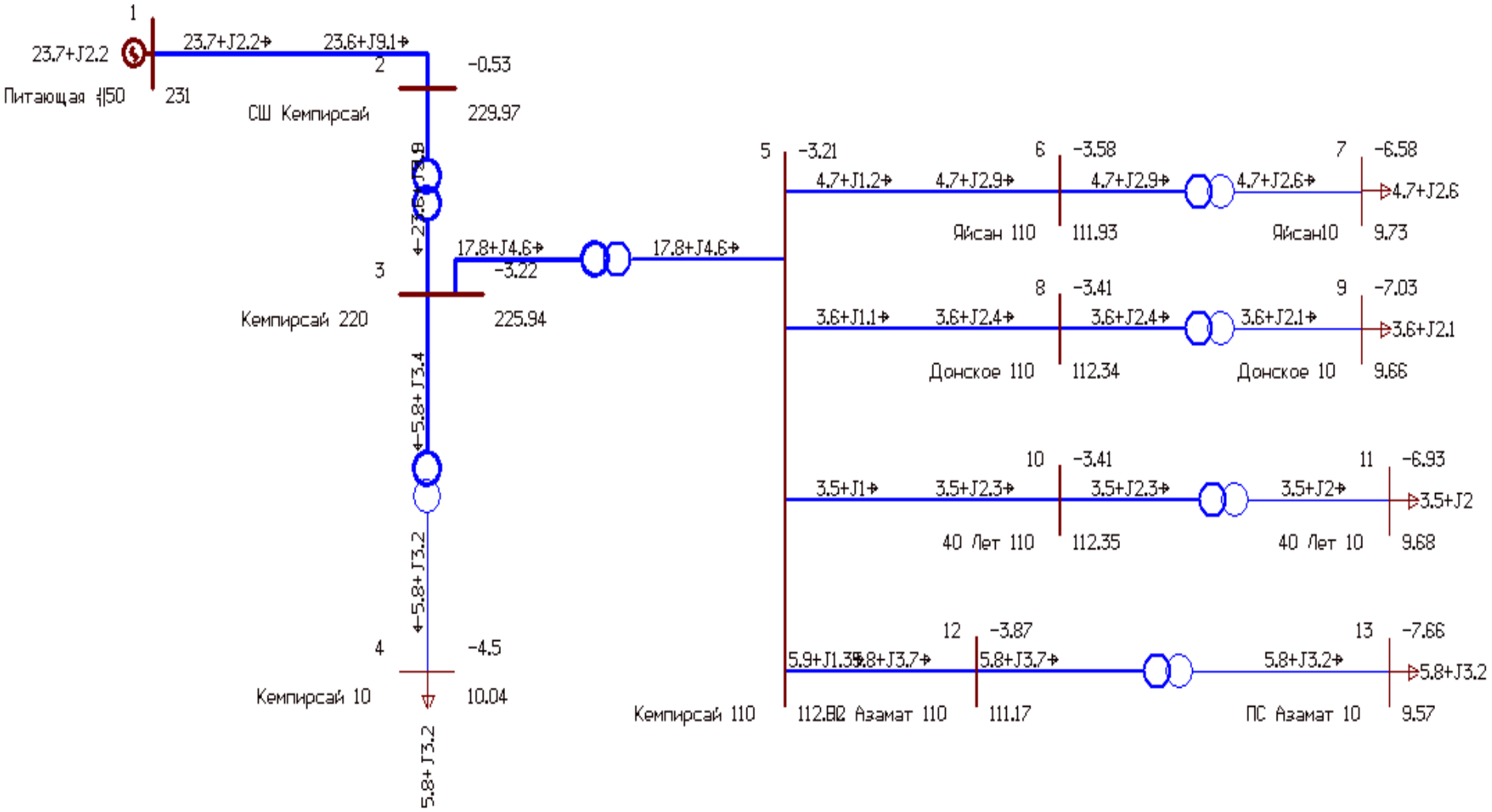
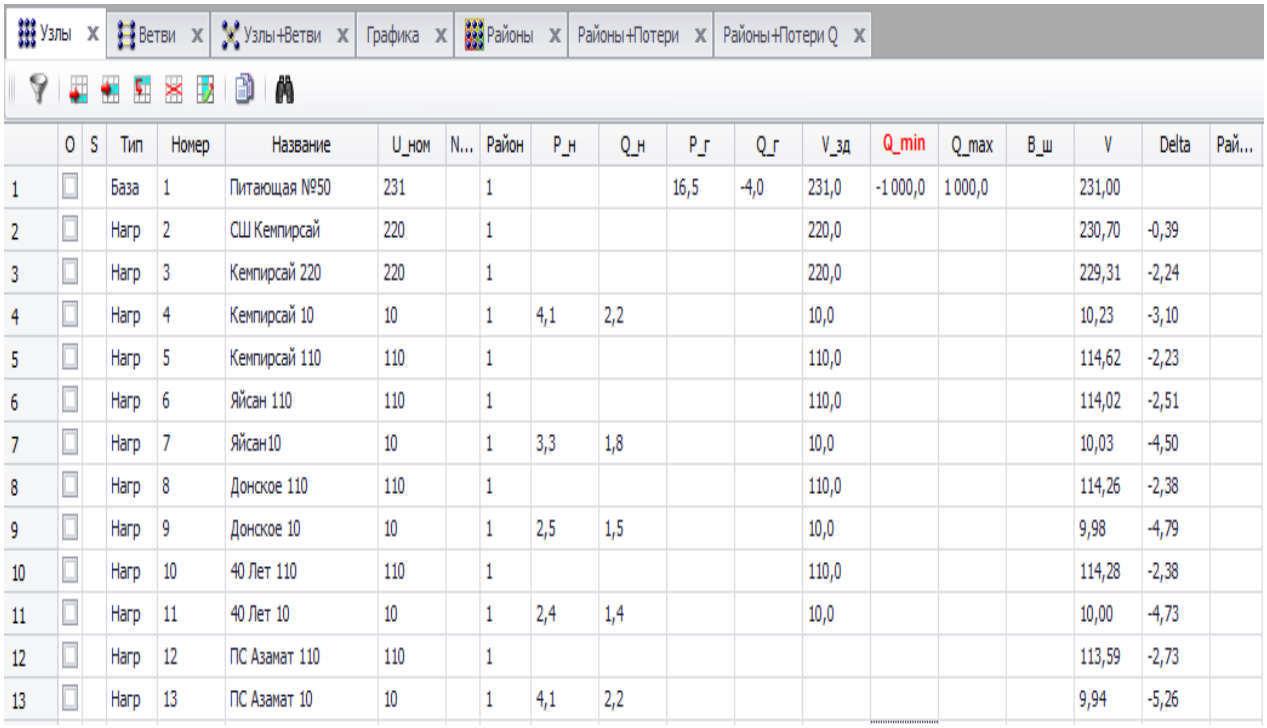


Рисунок 2.23 - Перетоки мощности в максимальном режиме сети после расширения

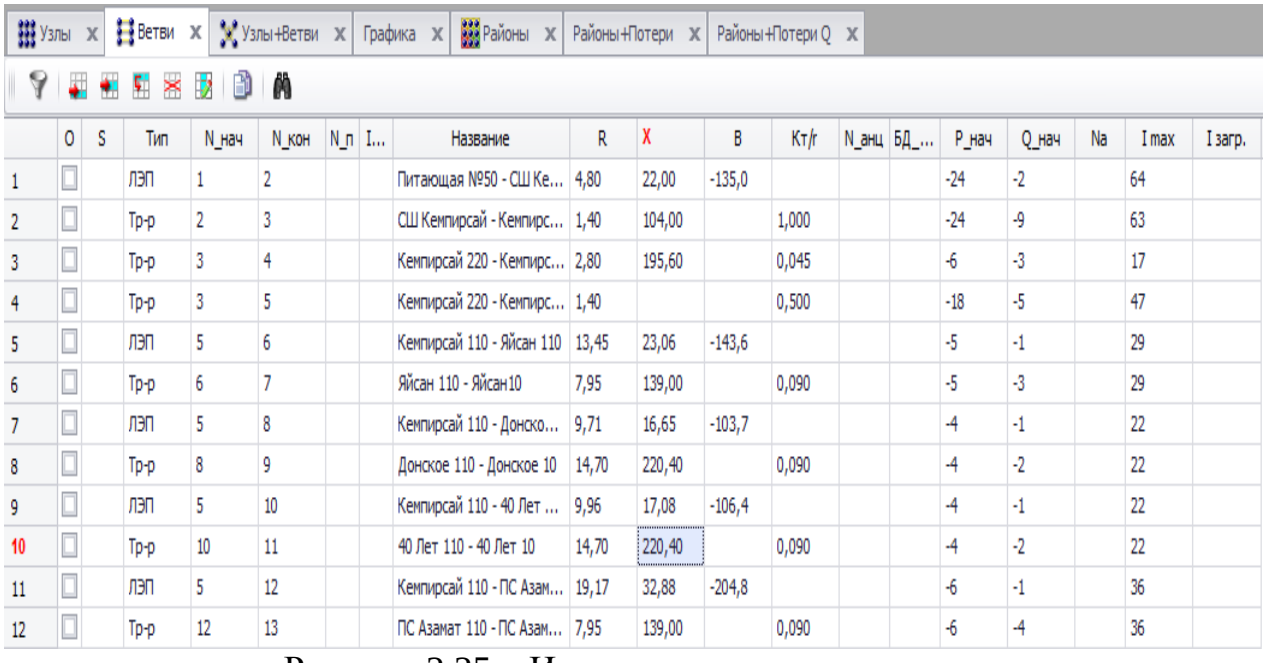
2.5.5 Расчетные данные для минимального режима сети после расширения



Узлы | Ветви | Узлы+Ветви | Графика | Районы | Районы+Потери | Районы+Потери Q

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta	Рай...
1			База	1	Питающая №50	231		1			16,5	-4,0	231,0	-1 000,0	1 000,0		231,00		
2			Нагр	2	СШ Кемпирсай	220		1					220,0				230,70	-0,39	
3			Нагр	3	Кемпирсай 220	220		1					220,0				229,31	-2,24	
4			Нагр	4	Кемпирсай 10	10		1	4,1	2,2			10,0				10,23	-3,10	
5			Нагр	5	Кемпирсай 110	110		1					110,0				114,62	-2,23	
6			Нагр	6	Яйсан 110	110		1					110,0				114,02	-2,51	
7			Нагр	7	Яйсан10	10		1	3,3	1,8			10,0				10,03	-4,50	
8			Нагр	8	Донское 110	110		1					110,0				114,26	-2,38	
9			Нагр	9	Донское 10	10		1	2,5	1,5			10,0				9,98	-4,79	
10			Нагр	10	40 Лет 110	110		1					110,0				114,28	-2,38	
11			Нагр	11	40 Лет 10	10		1	2,4	1,4			10,0				10,00	-4,73	
12			Нагр	12	ПС Азамат 110	110		1									113,59	-2,73	
13			Нагр	13	ПС Азамат 10	10		1	4,1	2,2							9,94	-5,26	

Рисунок 2.24 – Исходные данные по узлам



Узлы | Ветви | Узлы+Ветви | Графика | Районы | Районы+Потери | Районы+Потери Q

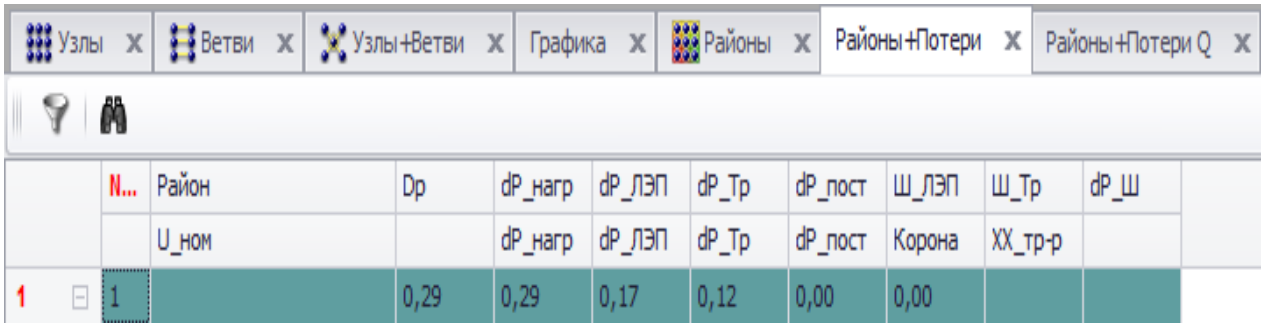
	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	I...	Название	R	X	B	Кт/г	N_анц	БД_...	P_нач	Q_нач	Na	I max	I загр.
1			ЛЭП	1	2			Питающая №50 - СШ Ке...	4,80	22,00	-135,0				-24	-2		64	
2			Тр-р	2	3			СШ Кемпирсай - Кемпирс...	1,40	104,00		1,000			-24	-9		63	
3			Тр-р	3	4			Кемпирсай 220 - Кемпирс...	2,80	195,60		0,045			-6	-3		17	
4			Тр-р	3	5			Кемпирсай 220 - Кемпирс...	1,40			0,500			-18	-5		47	
5			ЛЭП	5	6			Кемпирсай 110 - Яйсан 110	13,45	23,06	-143,6				-5	-1		29	
6			Тр-р	6	7			Яйсан 110 - Яйсан10	7,95	139,00		0,090			-5	-3		29	
7			ЛЭП	5	8			Кемпирсай 110 - Донско...	9,71	16,65	-103,7				-4	-1		22	
8			Тр-р	8	9			Донское 110 - Донское 10	14,70	220,40		0,090			-4	-2		22	
9			ЛЭП	5	10			Кемпирсай 110 - 40 Лет ...	9,96	17,08	-106,4				-4	-1		22	
10			Тр-р	10	11			40 Лет 110 - 40 Лет 10	14,70	220,40		0,090			-4	-2		22	
11			ЛЭП	5	12			Кемпирсай 110 - ПС Азам...	19,17	32,88	-204,8				-6	-1		36	
12			Тр-р	12	13			ПС Азамат 110 - ПС Азам...	7,95	139,00		0,090			-6	-4		36	

Рисунок 2.25 – Исходные данные по ветвям

Узлы | Ветви | Узлы+Ветви | Графика | Районы | Районы+Потери | Районы+Потери Q

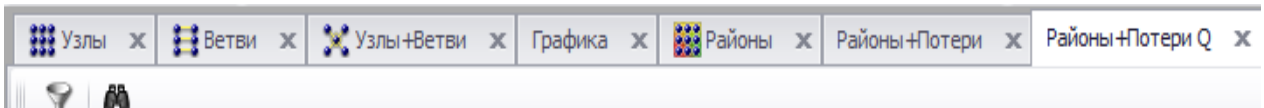
	O	S	Номер	Название	V	Delta	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	Q_ш
	O	S	Ny	Название	V_2	dDelta	P_л	Q_л	dP	dQ	I_л	P_ш	Q_ш	
1			1	Питающая №50	231,00				16,5	-4,0	231,0	-1 000,0	1 000,0	
2			2	СШ Кемпирсай	230,7	-0,4	-17	4	0,02	0,11	43		-7,19	
3			2	СШ Кемпирсай	230,70	-0,39					220,0			
4			1	Питающая №50	231,0	0,4	16	3	0,02	0,11	42		-7,19	
5			3	Кемпирсай 220	229,3	-1,8	-16	-3	0,01	0,54	42			
6			3	Кемпирсай 220	229,31	-2,24					220,0			
7			2	СШ Кемпирсай	230,7	1,8	16	3	0,01	0,54	42			
8			4	Кемпирсай 10	10,2	-0,9	-4	-2	0,00	0,08	12			
9			5	Кемпирсай 110	114,6	0,0	-12	0	0,00		31			
10			4	Кемпирсай 10	10,23	-3,10	4,1	2,2			10,0			
11			3	Кемпирсай 220	229,3	0,9	4	2	0,00	0,08	262			
12			5	Кемпирсай 110	114,62	-2,23					110,0			
13			3	Кемпирсай 220	229,3	0,0	12	0	0,00		63			
14			6	Яйсан 110	114,0	-0,3	-3	0	0,01	0,02	17		-1,88	
15			8	Донское 110	114,3	-0,1	-3	0	0,01	0,01	13		-1,36	
16			10	40 Лет 110	114,3	-0,1	-2	0	0,01	0,01	12		-1,39	
17			12	ПС Азамат 110	113,6	-0,5	-4	0	0,03	0,05	21	0,00	-2,67	
18			6	Яйсан 110	114,02	-2,51					110,0			
19			5	Кемпирсай 110	114,6	0,3	3	2	0,01	0,02	19		-1,88	
20			7	Яйсан10	10,0	-2,0	-3	-2	0,01	0,16	19			
21			7	Яйсан10	10,03	-4,50	3,3	1,8			10,0			
22			6	Яйсан 110	114,0	2,0	3	2	0,01	0,16	216			
23			8	Донское 110	114,26	-2,38					110,0			
24			5	Кемпирсай 110	114,6	0,1	3	2	0,01	0,01	15		-1,36	
25			9	Донское 10	10,0	-2,4	-3	-2	0,01	0,15	15			
26			9	Донское 10	9,98	-4,79	2,5	1,5			10,0			
27			8	Донское 110	114,3	2,4	3	1	0,01	0,15	169			
28			10	40 Лет 110	114,28	-2,38					110,0			
29			5	Кемпирсай 110	114,6	0,1	2	2	0,01	0,01	15		-1,39	
30			11	40 Лет 10	10,0	-2,3	-2	-2	0,01	0,14	15			
31			11	40 Лет 10	10,00	-4,73	2,4	1,4			10,0			
32			10	40 Лет 110	114,3	2,3	2	1	0,01	0,14	163			
33			12	ПС Азамат 110	113,59	-2,73								
34			5	Кемпирсай 110	114,6	0,5	4	2	0,03	0,05	24	0,00	-2,67	
35			13	ПС Азамат 10	9,9	-2,5	-4	-2	0,01	0,25	24			
36			13	ПС Азамат 10	9,94	-5,26	4,1	2,2						
37			12	ПС Азамат 110	113,6	2,5	4	2	0,01	0,25	270			

Рисунок 2.26 – Расчетные данные по узлам и ветвям



	N...	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	1		0,29	0,29	0,17	0,12	0,00	0,00		

Рисунок 2.27 – Расчетные данные по районам и потерям в активном режиме



	N...	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...	Q_XX_...	
1	1		-10,83	3,40	0,44	2,95	-14,22	-14,22		

Рисунок 2.28 – Расчетные данные по районам и потерям в реактивном режиме

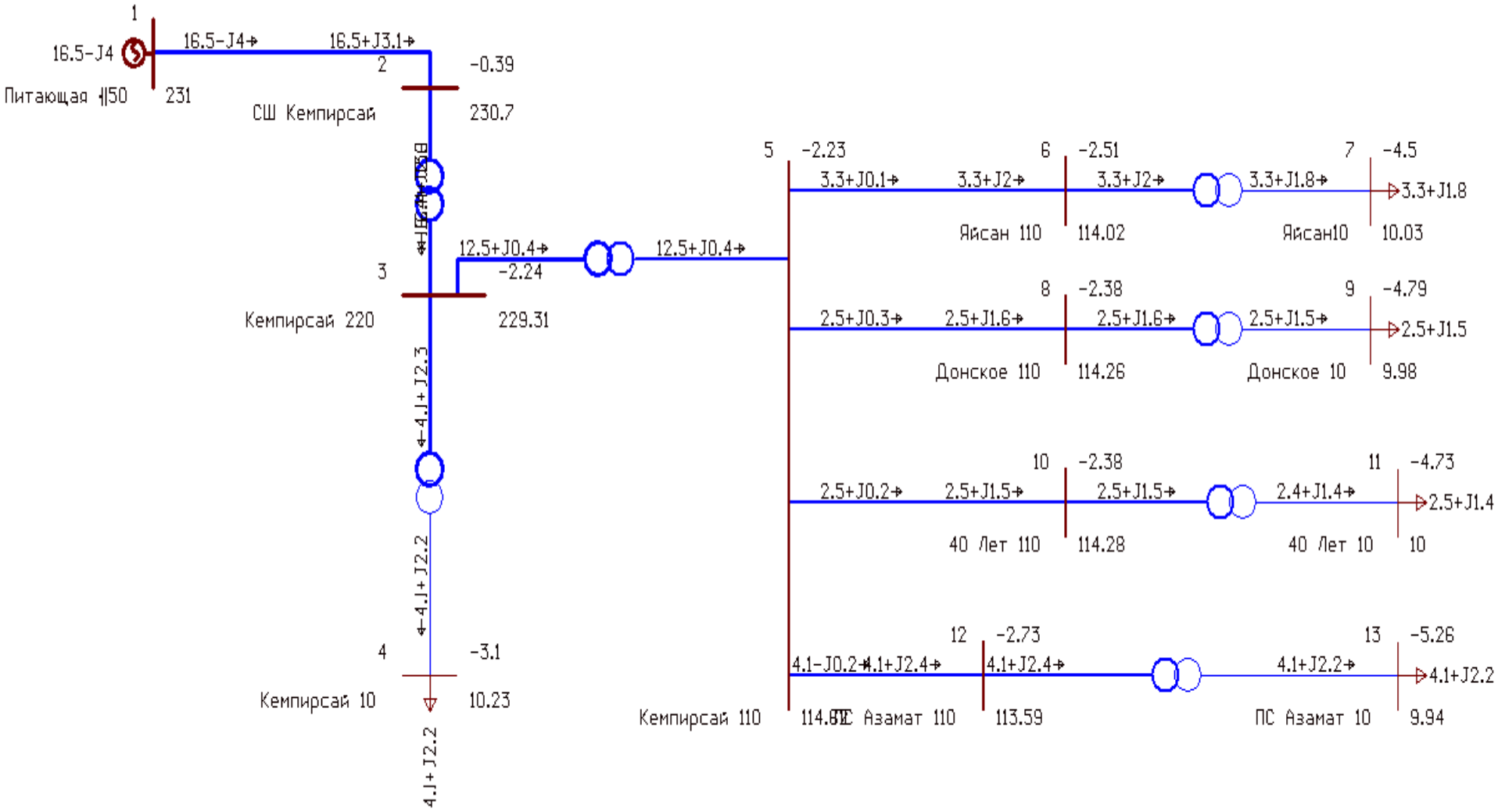


Рисунок 2.29– Перетоки мощности в минимальном режиме сети после расширения

В данном дипломном проекте были рассмотрены анализ и расчет режимов сетей . Анализ выполнен в сравнении результатов расчета с критериальными значениями. Для многих параметров, получаемых в результате расчетов режимов можно заранее указать некоторые технические пределы. В качестве такого параметра принимается напряжение в узлах сети.

В результате проведенных расчетов выявлено, что во всех узлах нагрузки напряжение до расширения и после расширения подстанции в допустимых пределах и что потери напряжения не превышают 5% по рисункам 2.7 и 2.19

В максимальном режиме значения нагрузок увеличивается в 2 раза и потери напряжения не превышают ±5% .

В минимальном режиме значения нагрузок уменьшается, и потери напряжения в сети находятся в допустимых пределах.

Из приведенных расчетов можно сделать вывод, что выбранное сечение и оборудование позволит дальнейшему росту нагрузок без замены трансформаторов на подстанции «Кемпирсай».

3 Расчет токов короткого замыкания и выбор оборудования для расширяемой ячейки на подстанции «Кемпирсай»

3.1 Подготовка данных и расчет токов короткого замыкания

Расчет токов короткого замыкания выполняется для определения требований для выбора коммутационной аппаратуры для объектов

рассматриваемой сети, проверки соответствия установленной аппаратуры для отключения ожидаемых токов к.з. и выбора необходимых мероприятий по ограничению токов к.з., определения количественных показателей уровней токов к.з.

Расчет проводится точным приведением к одной ступени напряжения в именованных единицах для упрощения сопротивления нагрузки, и активные составляющие сопротивлений схемы замещения не учитываются.

Расчет выполнен на программе TKZ, схема замещения представлена на рисунке 2.3. Этот комплекс позволяет рассчитывать электрические величины в трехфазной симметричной сети любого напряжения при однократной продольной или поперечной несимметрии и уставки защит от коротких замыканий.

С помощью комплекса можно получать токи, напряжения отношения токов к напряжениям (сопротивления) как в виде симметричных составляющих, так и в виде полных фазных или междуфазных величин. Для токовых защит производится отстройка от фиксированной точка КЗ и от нагрузки, согласование с одной или несколькими защитами, проверка чувствительности, а также моделирование процесса отключения при работе дальнего резервирования.

Комплекс программ позволяет производить расчеты электрических величин при повреждениях в трехфазной симметричной сети любого напряжения и рассчитывать уставки релейной защиты.

Разработка предназначена для служб, занимающихся расчетами уставок релейной защиты в энергосистемах и ОДУ, для организаций, занимающихся проектированием и выбором устройств релейной защиты и автоматики для электросетевых объектов.

Технические характеристики:

1 Моделирование сети объемом до 3000 узлов и 7500 связей;

2 Количество ветвей объединенных взаимоиндукцией до 2000;

3 Максимальное количество ветвей в одной группе ветвей с взаимной индукцией - 20;

4 Время расчета предаварийного напряжения в сети, содержащей 612 узлов и 1152 связи, на ПЭВМ IBM PC/AT с арифметическим сопроцессором и тактовой частотой 13 МГц составило 5 сек.;

5 В полном объеме программа требует 5 Мб памяти на жестком диске и не менее 540 Кб оперативной памяти.

Возможности:

С помощью комплекса программ можно рассчитывать все виды электрических величин в симметричных, фазных, междуфазных составляющих, а также все возможные отношения U/I при однократных и многократных продольных и поперечных видах несимметрий с учетом активной составляющей сопротивлений и отличия величины сопротивлений прямой и обратной последовательностей.

При этом реализованы:

1 коммутации с ветвями (отключение и заземление, изменение топологии и параметров, подключение новых ветвей);

2 коммутации с группами ветвей образующих в сети единое целое, как-то: линии и n-обмоточные трансформаторы.

Расчеты можно производить в полной сети для фиксированных мест замеров (до 100, в том числе в одном или двух поясах присоединений относительно заданных узлов), перемещая место несимметрии и меняя вид несимметрии (вариантные расчеты), а также по месту повреждения, то есть при перемещении места несимметрии меняется список мест замеров, являющимися одним или двумя поясами присоединений относительно места несимметрии.

В составе комплекса программ разработан специализированный редактор ввода заданий, позволяющий формировать задание на расчет как в диалоговом режиме с помощью меню ключевых слов и подсказок, описывающих формат вводимой информации, так и в режиме свободного формирования без использования меню и подсказок.

В состав комплекса включены также средства для определения места повреждения, а именно:

1 построение таблиц электрических величин ($3I_0$,$3U_0$ или I_2,U_2) и их отношений;

2 непосредственное определение места повреждения по показаниям фиксирующим приборов, в том числе для ВЛ с отпайками.

Программа эквивалентирование, входящая в состав комплекса программ, позволяет производить эквивалентирование сети к любому числу узлов и строить новую сеть на базе эквивалента. При этом эквивалентные связи представляются:

1 простыми ветвями, соединяющими узлы с одинаковой ступенью напряжения;

2 трансформаторными ветвями, соединяющими узлы с разными ступенями напряжения;

3 генераторными ветвями, если к узлу примыкает источник тока.

Для расчетов токов короткого замыкания данные по узлам приведены в таблице 3.1.

Тип	Пар	Узел-1	Узел-2	R1	X1	E;K;B(c);	Фаза	N эл.
4	0	0	12	4.900	21.000	231.000	0.000	0
3	0	22	13	0.700	52.000	1.000	0.000	0
3	0	23	1	0.700	0.100	2.000	0.000	0
0	0	1	2	0.130	0.210	0.000	0.000	0
3	0	2	3	5.400	89.300	1.000	0.000	0
3	0	3	4	5.400	52.000	11.000	0.000	0
3	0	3	5	5.400	0.100	3.100	0.000	0
0	0	5	6	1.530	2.170	0.000	0.000	0
3	0	6	7	24.600	89.000	3.500	0.000	0
0	0	5	8	2.080	4.410	0.000	0.000	0
3	0	8	9	24.600	89.000	3.500	0.000	0
0	0	5	10	0.830	1.200	0.000	0.000	0
3	0	10	11	11.500	51.300	3.500	0.000	0
0	0	10	12	0.080	0.110	0.000	0.000	0
3	0	12	13	11.500	51.300	3.500	0.000	0
0	0	12	14	0.490	0.690	0.000	0.000	0
3	0	14	15	11.500	51.300	3.500	0.000	0
3	0	14	15	11.500	51.300	3.500	0.000	0
0	0	5	16	8.560	8.800	0.000	0.000	0

Рисунок 3.1 - Исходные данные

****** ДОАВАРИЙНЫЕ НАПРЯЖЕНИЯ УЗЛОВ ******

Обозначение узла (модуль фаза)

1(115.5 0.0)	2(115.5 0.0)	3(115.5 0.0)
4(10.5 0.0)	5(37.3 0.0)	6(37.3 0.0)
7(10.6 0.0)	8(37.3 0.0)	9(10.6 0.0)
10(37.3 0.0)	11(10.6 0.0)	12(37.3 0.0)
13(10.6 0.0)		

Рисунок 3.2 - Доаварийные напряжения

узел	наименование	I(1)3	I(1)1	I(2)1	3I(0)1
1-		U= 115.5 I1 = 3635	X1= 18.3		
13		3635			
2		0			
11		0			
2-		U= 115.5 I1 = 3592	X1= 18.5		
1		3592			
3		0			
3-		U= 115.5 I1 = 617	X1= 107.8		
2		617			
4		0			
5		-0			
4-		U= 10.5 I1 = 4577	X1= 1.3		
3		4577			
5-		U= 37.3 I1 = 1903	X1= 11.2		
3		1903			
6		0			
8		0			
10		0			
16		0			

Рисунок 3.3 – Результаты расчетов токов коротокого замыкания

Продолжение рисунка 3.3

6- 5 7		U= 37.3 1571 0	X1= 13.4		
7- 6		U= 10.6 I1 = 710 710	X1= 8.4		
8- 5 9		U= 37.3 I1 = 1345 1345 0	X1= 15.6		
9- 8		U= 10.6 I1 = 695 695	X1= 8.5		
10- 5 11 12		U= 37.3 I1 = 1706 1706 0 0	X1= 12.4		
11- 10		U= 10.6 I1 = 1155 1155	X1= 5.2		
12-		U= 37.3 I1 = 1690	X1= 12.5		

3.2 Выбор основного оборудования для расширяемой ячейки подстанции «Кемпирсай»

Выбор силовых трансформаторов с регулированием напряжения на 10 кВ

Таблица 3.4 – Параметры выбранного трансформатора

Подстанция	Тип трансформатора	$\Delta U_{к\%}$	$\Delta P_к$, *кВт*	$\Delta P_{хх}$, *кВт*	$\Delta Q_{хх}$, *квар*	R_T, *Ом*	X_T, *Ом*
ПС «Азамат»	2хТМН-6300/110	10,5	44	11,5	50,4	14,7	220,4

Выбор гибких шин

В РУ 110 кВ и выше применяются гибкие шины, выполненные проводом марки АС. Так как сборные шины по экономической плотности тока не выбирают, принимаем сечение по допустимому току при максимальной нагрузке на шинах, равной току как более мощного присоединения.

$$I_{норм} = \frac{S_{номт}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (3.1)$$

где $S_{номт}$ – мощность трансформатора.

$$I_{nom} = \frac{6300}{1,73 \cdot 110} = 33,1\,А,$$

$$I_{max} = \frac{1,35 \cdot 6300}{1,73 \cdot 110} = 44,69\,А.$$

Принимается провод АС 120/11.

$$I = 265\,А.$$

Проверку шин на схлестывании не проводят, так как $I_{кз} = 18,33\,кА < 20\,кА$.

Проверка на термическое действие токов короткого замыкания не делается, т.к. шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

Проверка по условиям короны.

Определяется начальная критическая напряженность.

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot (1 + \frac{0,299}{\sqrt{r}}) \quad (3.2)$$

где m – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода (для многопроволочных проводов $m = 0,82$);

r_0 – радиус провода.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot (1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,94}}) = 32,5 \frac{кВ}{см}.$$

Определяется напряженность вокруг провода:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r \cdot \lg \frac{D_{ср}}{r}}, \quad (3.3)$$

где $U = 1,1 \cdot U_{ном} = 121\,кВ.$ – напряжение, поддерживаемое на шинах подстанции;

$D_{ср} = 1,26 \cdot D$ – при горизонтальном расположении фаз;

$D = 3м = 300\ см$ – расстояние между фазами.

$$E = \frac{0{,}354 \cdot 21}{\sqrt{0{,}94} \cdot \lg \frac{1{,}26 \cdot 300}{0{,}94}} = 16{,}96 \frac{кВ}{см}.$$

Условие проверки

$$1{,}07 \cdot E \leq 0{,}9 \cdot E_0,$$

$$1{,}07 \cdot 16{,}96 \leq 0{,}9 = 32{,}6$$

$$18{,}15 \leq 29{,}3$$

Таким образом, провод АС 120/11 по условиям короны проходит.

Выключатель является основным аппаратом в электрических установках, они служат для отключения и включения в цепи в любых режимах: длительная нагрузка, перегрузка, короткое замыкание, холостой ход, несинхронная работа. Наиболее тяжелой и ответственной операцией является отключение токов КЗ и включение на существующее короткое замыкание.

К выключателям высокого напряжения предъявляют следующие требования:

а) надежное отключение любых токов (от десятков ампер до номинального тока отключения);

б) быстрота действия, то есть наименьше время отключения;

в) пригодность для быстродействующего автоматического повторного включения, то есть быстрое включение выключателя сразу же после отключения;

г) возможность пофазного управления для выключателей 110 кВ и выше;

д) легкость ревизии и осмотра контактов;

е) взрыво- и пожаробезопасность;

ж) удобство транспортировки и эксплуатации.

Выбор выключателей производится по следующим условиям:

$$U_{ном} \geq U_{уст.ном}, кВ;$$

$$I_{ном} \geq I_{раб}, А;$$

$$I_{дин} \geq I_{уд}, кА;$$

$$I_{дин} \geq I_{суммкз}, кА.$$

Рабочий ток определяется следующим образом:

$$I_{рабмах} = \frac{S_н/2}{\sqrt{3} \cdot U_н} \quad (3.4)$$

Максимальный рабочий ток для ПС определяется:

$S_{вн} = 2,6$ МВА

$$I_{рабмах} = \frac{2,6/2 = 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^3} = 75,1 А.$$

Таблица 3.5 - Выбор выключателя РУ 110 кВ

Параметры выключателя		Расчетные значения	
$U_{ном}$, кВ	110	$U_{уст.ном}$, кВ	110
$I_{ном}$, А	1000	$I_{раб.max}$, А	132
$i_{дин}$, кА	64	$i_{уд}$, кА	1,6
$I_{дин}$, кА	25	$I_{кз\sum}$, кА	0,617

Для РУ 110 кВ выбирается маломасляный выключатель ВМТ-110Б/220Б-20.

Таблица 3.6 - Выбор выключателя ПС «Азамат» на стороне 10 кВ

Параметры выключателя		Расчетные значения	
$U_{ном}$, кВ	10	$U_{ном}$, кВ	10
$I_{ном}$, А	400	$I_{ном}$, А	75,1
$i_{дин}$, кА	25	$i_{дин}$, кА	5,23
$I_{дин}$, кА	10	$I_{дин}$, кА	2,02

Выключатель удовлетворяет всем расчетным условиям. Аналогичным образом проверяется остальное оборудование.

Для РУ 10 кВ выбирается маломасляный выключатель ВММ-10-10.

Выбор разъединителей и отделителей

Определяется:

1 по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

2 по току:

$$I_{норм} \leq I_{ном};$$

$$I_{max} \leq I_{ном};$$

3 по электродинамической стойкости:

$$i_{уд} \leq i_{пр.с.}; I_{по} \leq I_{пр.с.}$$

где $I_{пр.с.}$ – предельный сквозной ток (амплитуда и действующее значение);

4 по термической стойкости:

$$B_к \leq I^2_{тер} \cdot t_{тер},$$

где $B_к$ – тепловой импульс по расчету кА^2·с

$I_{тер}$ – предельный сквозной ток термической стойкости;

$t_{тер}$ – длительность протекания предельного тока термической стойкости.

На напряжение 110 кВ выбирается

Разъединитель – РДЗ – 110Б/1000;

Отделитель – ОДЗ-110.

Результаты проверки сводятся в таблицу 3.7

Таблица 3.7 – Результаты проверки

Расчетные данные	Разъединители РДЗ – 110Б/1000
$U_{ном}$ =110 кВ	$U_{ном}$=110 кВ
I_{max} =132 А	$I_{ном}$=1000 А
$i_у$=1,6 кА	$I_{пр.с.}$=100 кА
B_K =1,6 кА^2·с	$I^2_{терм} \cdot t_{терм} = 25^2 \cdot 4 = 2500$ кА^2·с

На напряжение 10 кВ выбирается разъединитель РВ-Ш10/400 УЗ.

Результаты проверки сводятся в таблицу 3.8.

Таблица 3.8 – Результаты проверки

Расчетные данные	Разъединители РВ-Ш – 10/400
$U_{ном}$ =10 кВ	$U_{ном}$= 10 кВ
I_{max} =75,1 А	$I_{ном}$= 400 А
$i_у$ = 5,32 кА	$I_{пр.с.}$= 41 кА
B_K = 0,2 кА^2·с	$I^2_{терм} \cdot t_{терм} = 16^2 \cdot 4 = 1024$ кА^2·с

Выбор трансформаторов тока и трансформатора напряжения для присоединения измерительных приборов.

Выбор трансформатора напряжения на сборных шинах 10 кВ:

1) По напряжению $U_{уст} \leq U_{ном}$;

2) По конструкции и схеме соединения обмоток;

3) По классу точности;

4) По вторичной нагрузке $S_2 \leq S_{ном}$,

где $S_{ном}$ – номинальная мощность в выбранном классе точности;

S_2 – нагрузка всех измерительных приборов и реле.

Перечень необходимых измерительных приборов сводится в таблицу 3.9. Выбирается трансформатор напряжения на номинальное напряжение 10 кВ, НТМИ-10-66УЗ ТЗ, $S_{2ном}$ = 120 ВА в классе точности 0,5. Таким образом, данный трансформатор напряжения будет работать в классе точности 0,5.

Таблица 3.9 – Перечень измерительных приборов

Ваттметр Счетчик активный Счетчик реактивный		Ввод 10 кВ от трансформатора	Д-335 И670 И689	1,5 1,5 3	2 2 2	1 1 1
Счетчик активный	Линии 10 кВ	И670	1,5	2	10	3 3 6
Счетчик реактивный	104	И689	3	2	10	30
Итого: $S_{2\Sigma}$, ВА						60

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

Выбор трансформатора тока

Трансформаторы тока выбирают:

1) По напряжению установки $U_{уст} \leq U_{ном}$;

2) По току $I_{норм} \leq I_{ном}$; $I_{max} \leq I_{1ном}$;

3) По электродинамической стойкости: $i_{уд} \leq i_{дин}$;

4) По термической стойкости: $B_K \leq I^2_{тер} \cdot t_{тер}$;

5) По вторичной нагрузке: $Z_2 \leq Z_{ном}$,

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока;

$Z_{ном}$ – номинальная допустимая нагрузка ТТ в выбранном классе точности.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $Z_2 \approx r_2$. Вторичная нагрузка состоит из сопротивления приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов.

$$r_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_к, \quad (3.5)$$

Выбирается трансформатор тока в цепи ввода 10 кВ трансформатора.

Таблица 3.10 – Результаты проверки

Расчетные данные	Паспортные данные
$U_{уст}$ = 10 кВ	$U_{ном}$=10 кВ
Расчетные данные	Паспортные данные
I_{max} = 75,1 А	$I_{ном}$ = 150 А
$i_у$ = 5,32 кА	$i_{дин}$ = 30 кА
$B_К$ = 0,2 кА^2·с	$I^2_{трс} \cdot t_{тер} = 5^2 \cdot 3 = 175$ кА^2·с
$r_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_к$	$r_{2ном}$ = 0,40 Ом

Выбирается ТТ ТЛМ 10-У-3

Общее сопротивление приборов

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2}, \quad (3.6)$$

$$r_{приб} = \frac{5,5}{5^2} = 0,22$$

Допустимое сопротивление проводов

$$r_{пр} = r_{ном} \cdot r_{приб} \cdot r_к = 0,4 \cdot 0,22 \cdot 0,05 = 0,085 \text{ Ом}.$$

Для соединения трансформатора тока с приборами применяется кабель с алюминиевыми жилами, ориентировочная длина l=6 м, тогда сечение:

$$q = \frac{p \cdot l}{r_{пр}}, \quad (3.7)$$

$$q = \frac{0,0283}{0,085} = 1,99 \text{м}, ^2$$

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

Таблица 3.11 – Результаты проверки

Расчетные данные	Паспортные данные
$U_{уст} = 110$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ
$I_{max} = 132$ А	$I_{ном} = 200$ А
$i_у = 1,6$ кА	$i_{дин} = 25$ кА
$B_К = 1,6$ кА^2·с	$I^2_{трс} \cdot t_{тер} = 10^2 \cdot 3 = 300$ кА^2·с
$r_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_к$	$r_{2ном} = 1,20$ Ом

Выбирается ТТ ТФЗМ 110-У-1

Потребляемая мощность: $S_{приб} = 0,5$ ВА.

Сопротивление прибора:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2}, \qquad (3.8)$$

$$r_{приб} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02 \text{ Ом}.$$

Допустимое сопротивление при

$$r_{пр} = r_{ном} - r_{приб} - r_к = 1,2 - 0,22 - 0,05 = 1,085 \text{ Ом}.$$

Для соединения трансформатора тока с приборами применяется кабель с алюминиевыми жилами, ориентировочная длина l=75м. Тогда сечение:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{r_{пр}}, \qquad (3.9)$$

$$q = \frac{0,0283 \cdot 75}{1,085} = 1,96 \text{м}^2,$$

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

Выбор жестких шин

В закрытых КРУ 10 кВ ошиновка выполняется жесткими медными шинами.

Согласно ПУЭ сборные шины электроустановок и ошиновка в пределах открытых и закрытых РУ всех напряжений по экономической плотности тока не проверяются.

Определяются расчетные токи продолжительных режимов:

$$I_{норм} = I_{ном.т} = \frac{S_{номт}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (3.10)$$

$$I_{max} = 1,35 \cdot I_{ном.т}, \quad (3.11)$$

где $S_{номт}$ – номинальная мощность трансформатора.

$$I_{норм} = \frac{6300}{1,73 \cdot 110} = 33,1\,А,$$

$$I_{мах} = 1,35 \cdot 33,1 = 44,69\,А.$$

Выбирается сечение алюминиевых шин по допустимому току. Принимаются однополосные шины $(3 \times 3)\,см^2$; $I_{доп} = 340$ А.

Проверяются шины по условию нагрева в продолжительном режиме.

$$I_{max} = 44,69\,А < I_{доп} = 340\,А$$

Проверяются шины на термическую устойчивость:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_к}}{C}, \quad (3.12)$$

$$B_k = I_п^2 \cdot (t_{отк} + T_а),$$

$$B_k = 2,022^2 \cdot (4 + 0,185) = 17,11\ \ А\ \ ,$$

где B_k – импульс квадратичного тока;

$$C = 91\frac{А \cdot с}{мм^2} = 33,1\,А,$$

$$q = \frac{\sqrt{17,11 \cdot 10^6}}{91} = 45,46 мм^2.$$

Проверяются шины на механическую прочность. Определяется пролет при условии, что частота собственных колебаний будет больше 200 Гц:

$$200 \geq \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \qquad (3.13)$$

где l – длина пролета между изоляторами;

J – момент инерции поперечного сечения шины относительно оси, перпендикулярной направлению изгибающей силы, $см^4$;

q – поперечное сечение шин.

Отсюда

$$l^2 = \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}.$$

Если шины расположены на ребро, а полосы в пакете жестко связаны между собой, то момент инерции определяется

$$J = 0,72 \cdot b^3 \cdot h = 0,72 \cdot 0,3^3 \cdot 2 = 0,04 см^4. \qquad (3.14)$$

Тогда

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{0,04}{1 \cdot 2}} = 0,12 м^2;$$

$$l \leq \sqrt{0,12} = 0,35 м.$$

Если шины на пролетах расположены плашмя, то

$$J = \frac{b \cdot h^3}{6} = \frac{0,3 \cdot 2^3}{6} = 0,4 см^4. \qquad (3.15)$$

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{0,4}{1 \cdot 2}} = 0,39 м^2;$$

$$l \leq \sqrt{0,39} = 0,62 м.$$

Этот вариант расположения шин позволяет увеличить длину пролета до $0,62 м.$, т.е. дает значительную экономию пролетов. Принимаем расположение шин плашмя; пролет $0,62 м$; расстояние между фазами $a = 0,8 м$

Определяется расстояние между прокладками.

$$l_п \leq 0,216 \cdot \sqrt{\frac{a_п}{i_у}} \cdot \sqrt[4]{\frac{E \cdot J_п}{К_ф}}, \qquad (3.16)$$

где $a_п$ – расстояние между осями полос, $см$;

$К_ф$ – коэффициент формы принимаем 0,5;

E – модуль упругости материала шин принимаем равным $7 \cdot 10^4$ Па;

$i_у$ – ударный ток.

$$l_п \le 0{,}216 \cdot \sqrt{\frac{0{,}6}{5232}} \cdot \sqrt[4]{\frac{7 \cdot 10^7 \cdot 0{,}005}{0{,}5}} = 0{,}07 м,$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{к.з.(3)} \cdot 1{,}83 = \sqrt{2} \cdot 2{,}022 \cdot 1{,}83 = 5{,}23 кА.$$

где $1{,}83$ – коэффициент.

$$J_п \le \frac{h \cdot b^3}{12} = \frac{2 \cdot 0{,}3^3}{12} = 0{,}005 см^4.$$

Механическая система две полосы-изолятора должна иметь частоту собственных колебаний больше 200 Гц, чтобы не произошло резкого увеличения усилия в результате механического резонанса.

Исходя из этого величина l_G выбирается по следующему условию

$$lп \le 0{,}133 \cdot \sqrt[4]{\frac{E \cdot J_п}{m_п}} \cdot 10^2, \qquad (3.17)$$

где $m_п = 0{,}162$ кг/м - масса полосы на единицу длины.

$$l_п \le 0{,}133 \cdot \sqrt[4]{\frac{7 \cdot 10 \cdot 0{,}005}{0{,}162}} \cdot 10^2 = 0{,}3 м.$$

Принимается меньшее значение $l_п = 0{,}07$м.

Число прокладок в пролете

$$n = \frac{l}{L_п} - 1 = \frac{0{,}62}{0{,}07} - 1 = 7{,}8.$$

Принимается $n = 8$м.

При восьми прокладках в пролете расчетный пролет:

$$l_п = \frac{l}{n+1} \qquad (3.18)$$

$$l_п = \frac{0{,}62}{8+1} = 0{,}07 м.$$

Определяется сила взаимодействия между полосами:

$$f_п = \frac{K_ф \cdot i^2 \cdot 10^7}{4 \cdot b}, \quad (3.19)$$

где $b = 3мм = 0{,}003м.$

$$f_п = \frac{0{,}5 \cdot 5232^2 \cdot 10^7}{4 \cdot 0{,}003} = 114{,}1 \frac{Н}{м}.$$

Определяется напряжение в материале полос:

$$\sigma_п = \frac{f_ф \cdot l_y^2}{12 \cdot W_п}, \quad (3.20)$$

где $W_п = \frac{b^2 \cdot h}{6} = \frac{0{,}3 \cdot 2}{6} = 0{,}03см^3.$

$$\sigma_п = \frac{114{,}1 \cdot 0{,}07^2}{12 \cdot 0{,}03} = 1{,}55 МПа.$$

Определяется напряжение в материале шин от взаимодействия фаз:

$$\sigma_ф = \sqrt{3} \cdot 10^8 \cdot \frac{l^2 \cdot i_y^2}{a \cdot W_ф}, \quad (3.21)$$

где момент сопротивления рассчитывается по формуле:

$$W_ф = \frac{b \cdot h^2}{3}, \quad (3.22)$$

$$W_ф = \frac{0{,}3 \cdot 2^2}{3}, = 0{,}4 см^3,$$

$$\sigma_ф = \sqrt{3} \cdot 10^8 \cdot \frac{0{,}62^2 \cdot 5232^2}{0{,}6 \cdot 0{,}4} = 0{,}76 МПа.$$

$$\sigma_{расч} = \sigma_ф + \sigma_п,$$

$$\sigma_{расч} = 0{,}76 + 1{,}55 = 2{,}31 МПа.$$

3.3 Выбор типа ОРУ подстанции

Открытое распределительное устройство (ОРУ) - распределительное устройство, оборудование которого располагается на открытом воздухе. Все элементы ОРУ размещаются на бетонных или металлических основаниях. Расстояния между элементами выбираются согласно ПУЭ. Открытое распределительное устройство, предназначено для приема и транзита электрической энергии трехфазного переменного тока частотой 50Гц при номинальном напряжении. ОРУ используется в составе комплектных трансформаторных подстанций для электроснабжения промышленных и коммунальных потребителей, сельскохозяйственных районов и крупных строительств.

На напряжении 110 кВ и выше под устройствами, которые используют для работы масло (масляные трансформаторы, выключатели, реакторы) создаются маслоприемники - заполненные гравием углубления. Эта мера направлена на снижение вероятности возникновения пожара и уменьшение повреждений при аварии на таких устройствах. Сборные шины ОРУ могут выполняться как в виде жёстких труб, так и в виде гибких проводов.

Жёсткие трубы крепятся на стойках с помощью опорных изоляторов, а гибкие подвешиваются на порталы с помощью подвесных изоляторов. Территория, на которой располагается ОРУ, в обязательном порядке огораживается.

Преимущества:

- ОРУ позволяют использовать сколь угодно большие электрические устройства, чем, собственно, и обусловлено их применение на высоких классах напряжений;
- Изготовление ОРУ не требует дополнительных затрат на строительство помещений;

ОРУ удобнее ЗРУ в плане расширения и модернизации. Возможно визуальное наблюдение всех аппаратов ОРУ.

Недостатки:

- Эксплуатация ОРУ затруднена в неблагоприятных погодных условиях, кроме того, окружающая среда сильнее воздействует на элементы ОРУ, что приводит к их раннему износу;
- ОРУ занимают намного больше места, чем ЗРУ.

Для распределительных устройств 110 кВ и выше с большим числом присоединений применяются схемы с двумя рабочими и обходной системами шин с одним выключателем на цепь.

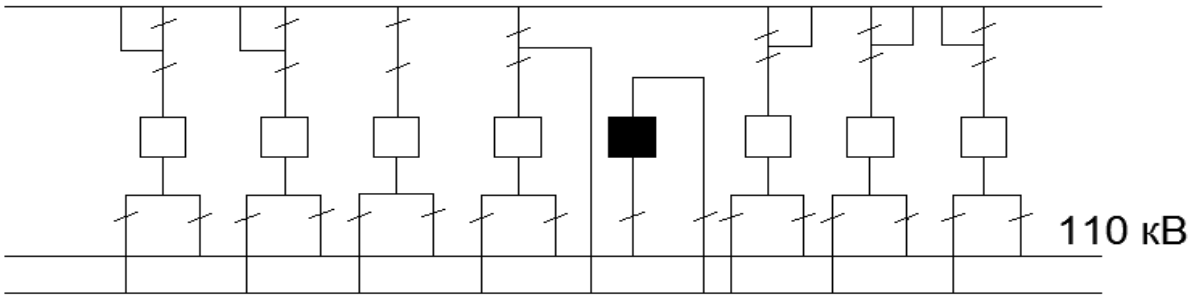


Рисунок 3.1 - Схема с двумя рабочими и обходной системой без расширения

Для возможности вывода в ремонт любого из выключателей без перерыва в работе цепи устанавливается обходной выключатель. Как правило, обе системы шин находятся под питанием.

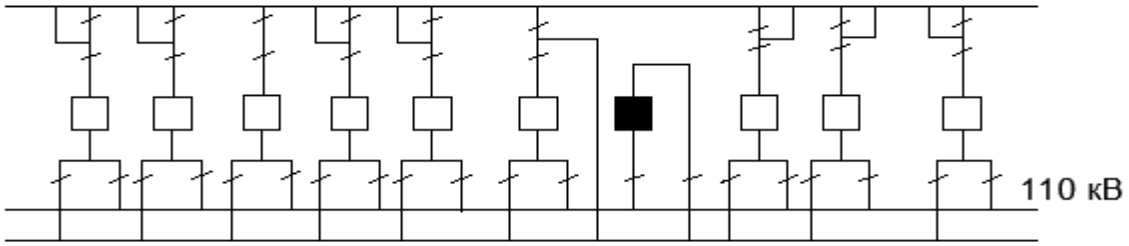


Рисунок 3.2 - Схема с двумя рабочими и обходной системой после расширения

Достоинства схемы:

- малое количество выключателей (один на одно присоединение);
- достаточно высокая надежность схемы;
- относительно малое время перерыва электроснабжения при авариях на одной из систем шин.

Недостатки схемы:

- повреждение шиносоединительного выключателя QA равносильно короткому замыканию на обеих системах шин;
- усложняется эксплуатация РУ, так как при выводе в ревизию и ремонт выключателей требуется большое число операций разъединителями;
- увеличены затраты на сооружение ОРУ в связи с установкой шиносоединительного, обходного выключателей и большого количества разъединителей.

В связи с ростом нагрузки расширяется постанция «Кемпирсай» 220/110/10 кВ, была составлена схема замещения, выбрано оборудование, рассчитаны токи к.з., проведен расчет режимов сети. Проведенные расчеты подтверждают возможность расширения подстанции «Азамат» без замены трансформаторов.

4 Безопасность жизнедеятельности

4.1 Анализ опасности поражения электрическим током в электрических сетях

При эксплуатации и ремонте электрического оборудования и сетей человек может оказаться в сфере действия электрического поля или непосредственном соприкосновении с находящимися под напряжением проводками электрического тока. В результате прохождения тока через человека может произойти нарушение его жизнедеятельных функций.

Опасность поражения электрическим током усугубляется тем, что, во первых, ток не имеет внешних признаков и как правило человек без специальных приборов не может заблаговременно обнаружить грозящую ему опасность; во вторых, воздействия тока на человека в большинстве случаев приводит к серьезным нарушениям наиболее важных жизнедеятельных систем, таких как центральная нервная, сердечно-сосудистая и дыхательная, что увеличивает тяжесть поражения; в третьих, переменный ток способен вызвать интенсивные судороги мышц, приводящие к не отпускающему эффекту, при котором человек самостоятельно не может освободиться от воздействия тока; в четвертых, воздействие тока вызывает у человека резкую реакцию отдергивания, а в ряде случаев и потерю сознания, что при работе на высоте может привести к травмированию в результате падения.

Электрический ток, проходя через тело человека, может оказывать биологическое, тепловое, механическое и химическое действия. Биологическое действие заключается в способности электрического тока раздражать и возбуждать живые ткани организма, тепловое – в способности вызывать ожоги тела, механическое – приводить к разрыву тканей, а химическое – к электролизу крови.

Воздействие электрического тока на организм человека может явиться причиной электротравмы. Электротравма – это травма, вызванная воздействием электрического тока или электрической дуги. Условно электротравмы делят на местные и общие. При местных электротравмах возникает местное повреждение организма, выражающиеся в появлении электрических ожогов, электрических знаков, в металлизации кожи, механических повреждениях и электроофтальмии (воспаление наружных оболочек глаз). Общие электротравмы, или электрические удары, приводят к поражению всего организма, выражающемуся в нарушении или полном прекращении деятельности наиболее жизненно важных органов и систем – легких (дыхания), сердца (кровообращения).

Оценивать опасность воздействия электрического тока на человека можно по ответным реакциям организма. С увеличением тока четко проявляются три качественно отличные ответные реакции. Это прежде всего ощущение, более судорожное сокращение мышц (неотпускание для переменного тока и болевой эффект постоянного) и, наконец, фисрилляция

сердца. Электрические токи, вызывающие соответствующую ответную реакцию, подразделяют на ощутимые, неотпускающие и фибрилляционные.

4.1.1 Однофазное прикосновение к сети

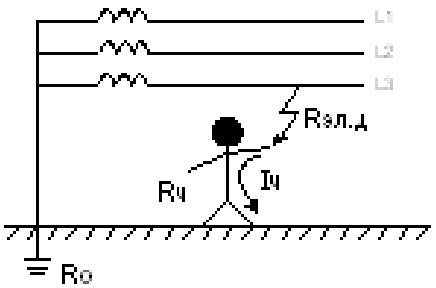


Рисунок 4.1 - Однофазное прикосновение к сети

$$I_h = \frac{U_ф}{\sqrt{3} \cdot (R_h + R_{эл.д} + R_0)},$$

где $U_ф$ - фазное напряжение, В;

R_h -сопротивление тела человека, Ом;

$R_{эл.д}$ - сопротивление электрической дуги, Ом;

R_0 - сопротивление заземляющего устройства, Ом.

$$I_h = \frac{110 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot (1000 + 2000 + 0{,}5)} = 21{,}6 \text{ А}.$$

4.1.2 Двухфазное прикосновение к сети

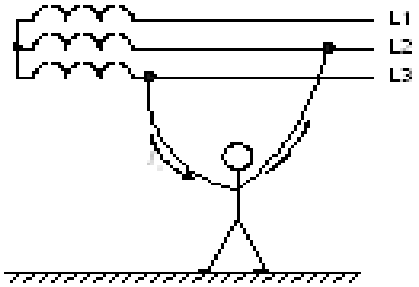


Рисунок 4.2 - Двухфазное прикосновение к сети

$$I_h = \frac{U_л}{R_h + R_{эл.д}}, \qquad (4.2)$$

где $U_л$ - линейное напряжение, В;

R_h -сопротивление тела человека, Ом;
$R_{эл.д}$ - сопротивление электрической дуги, Ом.

$$I_h = \frac{35 \cdot 10^3}{1000 + 2000} = 11{,}67 \text{ А}$$

4.1.3 Однофазное прикосновение к сети

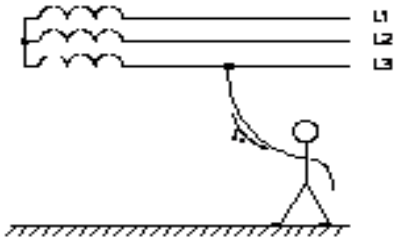


Рисунок 4.3 – Однофазное прикосновение к сети

$$I_h = \frac{U_ф}{\sqrt{3}\left(\sqrt{R_h^2 + \left(\frac{X_C}{3}\right)^2} + R_{эл.д}\right)}, \qquad (4.3)$$

где X_c – емкостное сопротивление, Ом.

$$I_h = \frac{35 \cdot 10^3}{\sqrt{3}\left(\sqrt{1000^2 + \left(\frac{32 \cdot 10^3}{3}\right)^2} + 2000\right)} = 6{,}73 \text{ А}.$$

4.1.4 Попадание под напряжение прикосновения

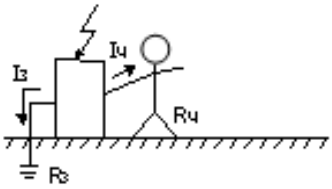


Рисунок 4.4 – Попадание под напряжение прикосновения

$$I_h = \frac{I_з \cdot R_з \cdot \alpha_з}{R_h} = 11{,}67,$$

где $I_з$ – ток замыкания на землю, А;
α_1 – коэффициент напряжения прикосновения

$$I_h = \frac{5200 \cdot 0{,}5 \cdot 0{,}3}{1000} = 0{,}78 \text{ А}.$$

Таким образом, оценена опасность воздействия электрического тока на человека. С увеличением тока четко проявляются три качественно отличные ответные реакции. Это прежде всего ощущение, более судорожное сокращение мышц (неотпускание для переменного тока и болевой эффект постоянного) и, наконец, фисрилляция сердца. Электрические токи, вызывающие соответствующую ответную реакцию, подразделяют на ощутимые, неотпускающие и фибрилляционные

4.2 Разработка мер электробезопасности

Заземление – одна из основных и старейших защитных мер. При этой защитной мере все металлические корпуса электроприемников, металлические конструкции и т.п., которые могут оказаться из-за повреждения изоляции под опасным напряжением, должны быть заземлены, т.е. преднамеренно соединены с землей.

Назначение защитного заземления заключается в том, чтобы создать между корпусом защищаемого устройства и землей электрическое соединение с достаточно малым сопротивлением для того, чтобы в случае замыкания на корпус этого устройства прикосновение к этому корпусу человека (параллельное присоединение) не могло вызвать прохождение через его тело тока такой величины, которая угрожало бы жизни или здоровью.

Заземление может быть рабочим, защитным и грозозащитным.

Разрабатывается заземляющее устройство для ОРУ 220/110/10 кВ “Кемпирсай”, размещенного на многослойной земле с удельными сопротивлениями верхнего слоя $\rho_{1ииз}$ и нижнего слоя $\rho_{2ииз}$.

По периметру контура заземления в грунт забьем вертикальные стержни диаметром d, длиной l.

По рассматриваемому проекту площадь подстанции $90 \times 140\ м^2$, верхний слой $\rho_1 = 150\ Ом \cdot м$ (с учетом промерзания), нижний слой $\rho_2 = 60\ Ом \cdot м, h_1 = 2\ м, t = 0{,}8\ м, l_b = 5\ м, L_г = 920\ м$.

Ток стекающийзаземлителей подстанции при однофазном КЗ на рассматриваемой подстанции, $I_з = 5\ кА$. Естественных заземлителей нет.

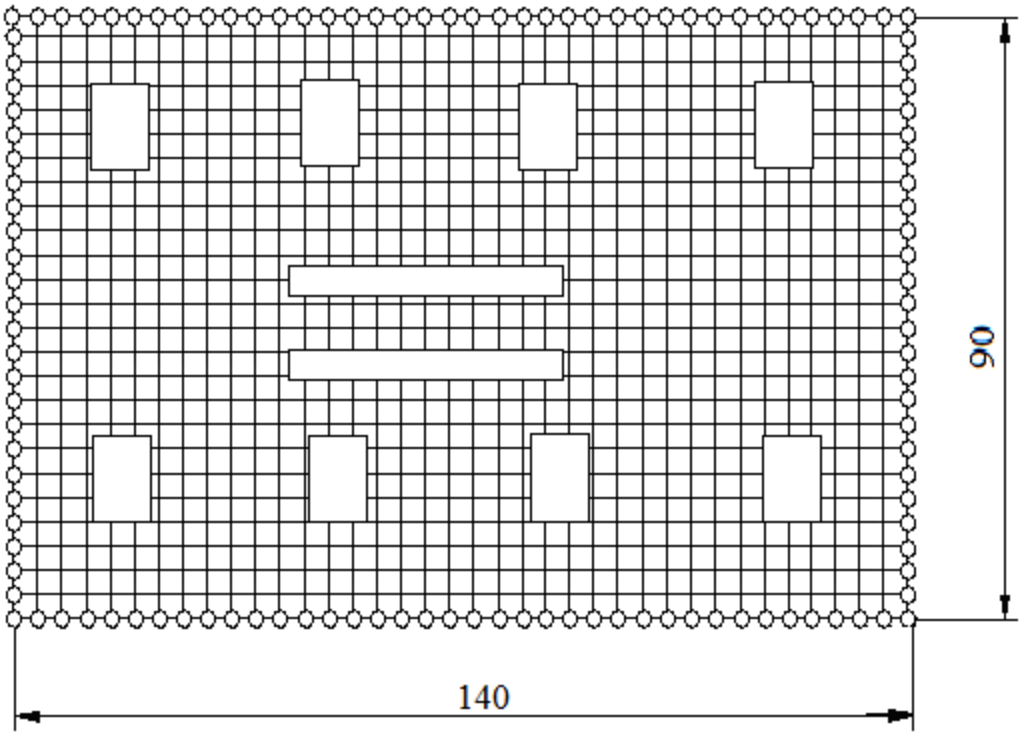


Рисунок 4.4 – Расчетная схема заземления

По предварительной схеме определяется суммарная длина горизонтальных и количество вертикальных электродов.

$$L_г = 90 \cdot 6 + 140 \cdot 4 = 920 \text{ м}, \quad (4.5)$$

$$n_в = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{l_в}, \quad (4.6)$$

$$n_в = \frac{\sqrt{140 \cdot 90} \cdot 4}{5} = 90 \text{ шт.}$$

Составляется расчетная модель заземлителя в виде квадратной сетки площадью $S = 12600 \text{ м}^2$. Длина одной стороны ее будет $\sqrt{S} = 112 \text{ м}$.

Количество ячеек по одной стороне модели определяется по формуле

Коэффициент прикосновения определяется по формуле

$$m = \frac{L_г}{2\sqrt{S}} - 1, \quad (4.7)$$

$$m = \frac{920}{2\sqrt{140 \cdot 90}} - 1 = 4{,}1 - 1 = 3{,}1$$

принимается $m = 3$.

Уточняется суммарная длина горизонтальных электродов

$$L_г = 2\sqrt{S}(m+1), \quad (4.8)$$

$$L_г = 2 \cdot 112 \cdot 4 = 896 \text{ м}.$$

Расстояние между вертикальными электродами определяется по формуле

$$a = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{n}, \quad (4.9)$$

$$a = \frac{4 \cdot 112}{90} = 5 \text{ м}.$$

Суммарная длина вертикальных заземлителей (электродов)

$$L_в = l_в \cdot n, \quad (4.10)$$

$$L_в = 5 \cdot 90 = 450 \text{ м},$$

где $l_в$ - длина вертикального заземлителя, м;

$n_в$ - количество вертикальных электродов.

Относительная глубина погружения в землю вертикальных электродов

$$t_{отн} = \frac{l_в + t_в}{\sqrt{S}}, \quad (4.11)$$

$$t_{отн} = \frac{5 + 0{,}8}{112} = 0{,}05 \text{ м},$$

тогда $t_в$ - глубина погружения в землю верхнего конца вертикального электрода, м;

$\sqrt{S}$ - площадь, занимаемая заземлителем, м^2;

$l_в$ - длина вертикального заземлителя, м;

$L_в$ - длина горизонтальных заземлителей, м.

Относительная длина по формуле

$$l_{отн} = \frac{h - t_в}{l_в}, \quad (4.12)$$

$$l_{отн} = \frac{2 - 0{,}8}{5} = 0{,}24 \text{ м}.$$

Расчетное эквивалентное удельное сопротивление грунта $\rho_э$ определяется по формуле

$$\rho_{экв} = \frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{150}{60} = 2,5 \qquad (4.13)$$

Поскольку $1 < \rho_1/\rho_2 < 10$ значение k находится по формуле

$$k = 0,43 \cdot (l_{отн} + 0,272 \quad \ln \frac{a \cdot \sqrt{2}}{l_в}), \qquad (4.14)$$

$$k = 0,43 \cdot (0,24 + 0,272 \quad \ln \frac{5 \cdot \sqrt{2}}{5}) = 0,14$$

Теперь определяется $\rho_Э$ по формуле

$$\rho_э = \rho_2 \cdot (\frac{\rho_1}{\rho_2})^k, \qquad (4.15)$$

$$\rho_э = 60 \cdot (\frac{150}{60})^{0,14} \cdot = 60 \cdot 2,5^{0,14} = 68,2 \text{ Ом} \cdot \text{ м}.$$

Вычисляется расчетное сопротивление R рассматриваемого искусственного заземлителя, но предварительно находится коэффициент А по формуле, поскольку $0<t_{отн}<0,1$

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot t_{отн}, \qquad (4.16)$$

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot 0,5 = 0,402$$

Тогда

$$R = A \cdot \frac{\rho_э}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_э}{L_г + L_в}, \qquad (4.17)$$

$$R = R_з = 0,402 \cdot \frac{82}{112} + \frac{82}{896 + 450} = 0,36 \text{ Ом},$$

где $\rho_э$ - расчетное эквивалентное удельное сопротивление грунта, Ом·м;

A - коэффициент;

S - площадь заземляющего устройства, м^2.

$R_1 = R_З$ так как нет естественных заземлителей.

Определяется потенциал заземляющего устройства

$$\varphi_{з.у.} = I_З \cdot R_З, \qquad (4.18)$$

$$\varphi_{з.у.} = 5000 \cdot 0,36 = 1800 \text{ В}.$$

Этот потенциал допускается, так как он меньше 10 кВ.

Теперь рассчитывается заземление для напряжения 110 кВ.

$$I_з = \sqrt{3} \cdot U \cdot (35 \cdot l_к + l_в)/350, \quad (4.19)$$

где $l_к$ - общая длина, подключенной к сети кабельной линии, км;

$l_в$ - общая длина, подключенной к сети воздушной линии, км.

$$I_з = \sqrt{3} \cdot 35 \cdot (35 \cdot 0{,}3 + 0{,}09)/350 = 36{,}39 \text{ А},$$

Длина кабельной линии на подстанции равна 6 км, длина воздушной линии 0,09 км.

$$R_з \le \frac{250}{I_з}, \quad (4.20)$$

$$R_з \le \frac{250}{36{,}39} = 6{,}87 \text{ Ом}.$$

Заземляющее устройство выполняется в виде контура из полосы 4х40 мм, проложенной на глубине 0,7 м.

Питание на собственные нужды подстанция получает от трансформатора 10/0,4 кВ. Сопротивление заземляющего устройства нейтрали трансформатора на стороне 0,4 кВ не должно быть менее 4 Ом.

$$R_з \le 4 \text{ Ом}.$$

$$r_г = \frac{0{,}366 \cdot \rho_{расч}}{l} \lg \frac{2 \cdot l^2}{b \cdot t}, \quad (4.21)$$

где $\rho_{расч} = k_с \cdot \rho = 3 \cdot 150 = 450$ Ом м.

$$r_г = \frac{0{,}366 \cdot 450}{460} \lg \frac{2 \cdot 460^2}{40 \cdot 10^3 \cdot 0{,}7} = 2{,}63 \text{ Ом}.$$

Предварительно принимая в контуре 20 вертикальных заземлителей, для $a/l = 1$ находится коэффициент использования полосы $\eta_г = 0{,}27$, тогда сопротивление полосы в контуре из 20 вертикальных заземлителей

$$R_г = \frac{r_г}{\eta_г}, \quad (4.22)$$

$$R_г = \frac{2{,}63}{0{,}27} = 9{,}74 \text{ Ом}.$$

Необходимое сопротивление вертикальных заземлителей

$$R_в = \frac{R_г \cdot R_з}{R_г - R_з}, \qquad (4.23)$$

$$R_в = \frac{9{,}74 \cdot 4}{9{,}74 - 4} = 6{,}79 \text{ Ом}.$$

где $R_{иск} = R_з$, так как естественные заземлители отсутствуют.

Количество вертикальных заземлителей

$$n_в = \frac{r_в}{R_в \cdot \eta_в} \qquad (4.24)$$

$$n_в = \frac{40{,}1}{6{,}79 \cdot 0{,}44} = 13.$$

Если $n_в < 20$, условия выполняются и принимается $n_в = 13$ электродов.

Где сопротивление одного вертикального заземлителя (стержня 5 м, диаметром 12 мм при $\rho_{расч} = k_с \cdot \rho = 1{,}25 \cdot 150 = 187{,}5$ Ом м).

$$r_в = \frac{0{,}366 \cdot \rho_{расч}}{l} \left(\lg \frac{2 \cdot l}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4 \cdot t + l}{4 \cdot t \cdot l}\right), \qquad (4.25)$$

где $\rho_{расч}$ - расчетное удельное сопротивление грунта, Ом·м; l - длина стержня, м; d - диаметр стержня, м; t - глубина заложения, равная расстоянию от поверхности земли до середины заземлителя, м (0,8+5/2=3,3 м).

$$r_в = \frac{0{,}366 \cdot 187{,}5}{5} \cdot \left(\lg \frac{2 \cdot 5}{12 \cdot 10} + \frac{1}{2} \cdot \lg \frac{4 \cdot 3{,}3 + 5}{4 \cdot 3{,}3 \cdot 5}\right) = 40{,}1 \text{ Ом}.$$

4.3 Обеспечение пожарной безопасности оборудования подстанции

Причины пожаров в электроустановках электрических станций и сетей. Статистика пожаров показывает, что в электроустановках электрических станций и сетей пожары возникали на следующих объектах:

- пожары на генераторах и синхронных компенсаторах – у генераторов с водородным охлаждением возможно возгорание водорода вследствие его утечки через неисправные уплотнения (подшипников, выводов обмоток статора). У машин с воздушным охлаждением изоляция обмоток статора загорает вследствие их перегрева токами нагрузки или токами междувитковых замыканий (при отказе срабатывания защит);

- пожары в распределительных устройствах могут возникать из-за неосторожного ведения газосварочных или электросварочных работ помещениях и камерах РУ вследствие коротких замыканий, вызванных проникновением в помещение животных и птиц. Пожары происходят в результате взрыва масляных выключателей, отключающая способность которых не соответствует токам короткого замыкания;

- пожары в маслонаполненных трансформаторах и реакторах возможны вследствие выброса масла и при коротких замыканиях внутри трансформатора и несрабатывания газовой защиты;

- пожары в кабельном хозяйстве возможны вследствие загорания и т.д.

Если горящая электроустановка не отключена и находится под напряжением, то тушение ее представляет опасность поражения электрическим током. Как правило, тушить ручными средствами пожар электрооборудования следует при снятом с него напряжении. Если почему-либо снять напряжение невозможно, то допускается тушение электроустановки, находящейся под напряжением, но с соблюдением особых мер электробезопасности, которые предусматриваются в Инструкциях по тушению пожара в электроустановках. Тушение пожаров в помещениях энергообъектов с проникновением в них без снятия напряжения не допускается.

Руководителем тушения пожара до прибытия первого пожарного подразделения является старший по смене энергетического объекта – начальник смены, дежурный инженер, диспетчер электросетей, дежурный по подстанции. Отключение присоединений, на которых горит электрооборудование, может производиться дежурным без предварительного разрешения вышестоящего оперативного персонала, но с последующим уведомлением.

При тушении пожара люди должны быть обеспечены средствами защиты органов дыхания, а наступление на огонь должно осуществляться с наветренной стороны.

Большинство средств тушения не является универсальными, т.е. приемлемыми для тушения любых пожаров. Эффективное пожаротушение достигается при применении порошковыхогнетушащих, а также твердотопливные аэрозоле образующие составы.

1) Порошковые огнетушащие составы

Огнетушащие порошки представляют собой мелко измельченные минеральные соли с различными добавками, препятствующими их слеживанию и компонованию. Основой для огнетушащих порошков являются фосфорно-аммонийные соли (моло-, диаммонийфосфаты, аммофос), карбонат и бикарбонат натрия, хлорид калия и др.).

Механизм огнетушащего действия в основном заключается в ингибировании горения в результате связывания активных центров цепных реакций, протекающих в пламени. Происходит либо гетерогенная рекомендация этих центров на поверхности частицы, либо

гомогенныевзаимодействия газообразных продуктов возгонки порошков с активными центрами.

Порошки хранят в специальных упаковках, предохраняющих их от увлажнения, и подают в очаг горения сжатыми газами. Порошки нетоксичны, малоагрессивны, сравнительно дешевы, удобны в обращении.

2) Твердотопливные аэрозолеобразующие составы.

Твердотопливные аэрозолеобразующие огнетушащие составы (ТАОС) относятся к качественно новому типу комбинированных, экологически безопасных средств газопорошкового пожаротушения.

Основой ТАОС служит окислительно-восстановительная система специально подобранных химически стабильных в исходном состоянии веществ. При кратковременном воздействии внешнего высокотемпературного источника тепла (электродвигателя, электроспирали и др.) инициируется реакция состава ТАОС, в результате которой образуется и одновременно подается в защищаемый объем огнетушащая смесь газов (азот, углекислый газ) и твердых частиц микронных размеров.

Огнетушащие заряды ТАОС на практике применяются в специальных устройствах – генераторах огнетушащего аэрозоля, являющихся основными и единовременными исполнительными элементами установок пожаротушения нового типа.

В связи с тем, что на подстанции существует опасность пожаров используют следующие средства пожаротушения:

1 Ручные:

1.1 огнетушители химической пены;

1.2 огнетушитель пенный;

1.3 огнетушитель порошковый;

1.4 огнетушитель углекислотный, бромэтиловый.

2 Противопожарные системы:

1.5 система водоснабжения;

1.6 пеногенератор.

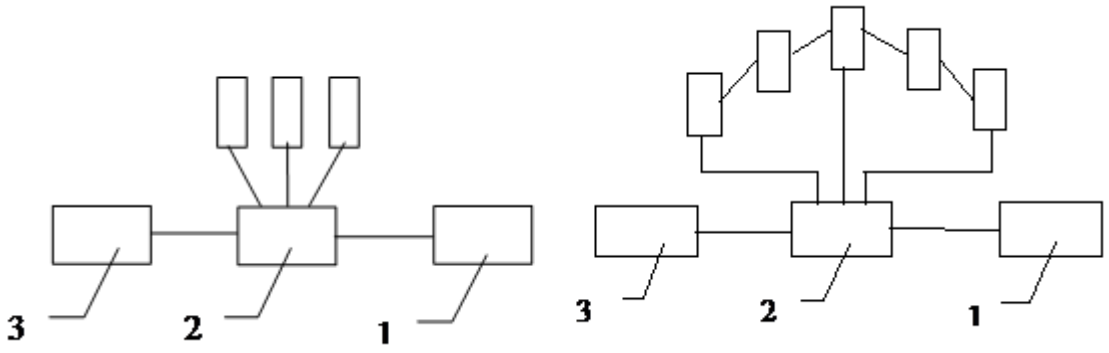
3 Системы автоматического пожаротушения с использованием средств автоматической сигнализации:

3.1 пожарный извещатель (тепловой, световой, дымовой, радиационный).

4 Система пожаротушения ручного действия (кнопочный извещатель).

Для осуществления тушения загорания водой в системе автоматического пожаротушения используются устройства спринклеры и дренчеры. Их недостаток - распыление происходит на площади до 15 м^2.

Способ соединения датчиков в системе электро- пожарной сигнализации с приемной станцией м.б., - параллельным (лучевым); - последовательным (шлейфным).



а) в)

Рисунок 4.5 - Схемы соединения датчиков а-Лучевая; в- Шлейфная (1-стационная система питания;2-приемная станция;3-аккумулятор).

Преимуществами шлейфной системы являются:

1 Сравнительно небольшая стоимость устройства линий, так как требуется по сравнению с лучевой системой меньшее количество провода и меньший объем работ по прокладке линий.

2 Возможность автоматического извещения на приемном аппарате о всех неисправинстях, имеющих место в систем сигнализации.

3 Возможность установит место возникновения пожара < помощью самопишущего при бора, который записывает ленте номер извещателя, подавшего сигнал.

Наряду с преимуществами шлейфная система сигнализации имеет следующие недостатки:

1 Высокая стоимость приемного аппарата и работ по заземлению извещателей.

2 При включении в шлейф одного телеграфного аппарата можно одновременно принять по одному шлейфу лишь один сигнал о пожаре.

3 Сравнительная сложность конструкции извещателей.

Учитывая положительные и отрицательные стороны шлейфной системы электрической пожарной сигнализации, последняя может быть рекомендована для крупных промышленных предприятий.

5 Экономическая часть

5.1 Цели разработки проекта

Целью разработки проекта является оценка экономической эффективности расширения подстанции 220/110/10 «Кемпирсай» путем строительства подстанции 110/10 кВ «Азамат» для организации надежного и бесперебойного электроснабжения города Актобе.

Подстанция находится в Актюбинской области. Город Актобе расположен в центре Евразийского континента, на западе Республики Казахстан, на 57° восточной долготы и 50° северной широты. Климат в городе

резко континентальный, с большими колебаниями температур не только в течение года, но и суток.

Основной задачей расчёта являются определение экономической эффективности проекта, включающей в себя расчет инвестиционной приемлемости проекта, рентабельности инвестиций, норму прибыли, а также срока окупаемости данного проекта.

5.1.1 Анализ рынка сбыта

В связи с выявленным дефицитом в энергоснабжении потребителей рассматриваемого района в перспективе, предполагается, что строительство ПС позволит РЭК «Энергосистема» увеличит передачу электроэнергии потребителям, 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.

5.1.2 Тарифы на электроэнергию

Применительно к электросетевым объектам оценка результатов производственной деятельности образуется от продажи дополнительно поступающей электроэнергии в сеть.

Для стоимостной оценки результата используются действующие цены и тарифы. Тариф принимается исходя из себестоимости передаваемой электроэнергии. В настоящее время в г.Актобе цена за один кВтч составляет 10,45 тенге

5.1.3 Организация предприятия и трудовые ресурсы

На подстанции и прилегающих к ней сетях устанавливается современное высокоавтоматизированное оборудование, что обеспечивает высокий уровень надежности электроснабжения.

Установка оборудования, арматуры и токопроводов выполняется силами персонала подстанции, включаемого в штатное расписание. Особо сложные ремонтные работы выполняются с привлечением персонала специализированных ремонтных организаций.

5.1.4 Юридический план

ТОО «Азамат и Ко» оказывает услуги по покупке электроэнергии с целью ее продажи.

Для осуществления строительства и эксплуатации рассматриваемого энергобъекта создается товарищество с ограниченной ответственностью с привлечением средств за счет выпуска акций и заемного капитала потенциальных инвесторов.

5.1.5 Экологическая информация

Как известно, экология в Актюбинской области находится в пределах установленных санитарных норм.

Строительство подстанции 110/10 «Кемпирсай» и прилегающих сетей не приведёт к ухудшению экологической ситуации в районе.

5.2 Расчет технико-экономических показателей подстанции

5.2.1 Определение капитальных вложений в строительство подстанции

Определение капитальных вложений в строительство подстанции и её монтаж приводится в таблице 5.1

Таблица 5.1 - Составляющие стоимости строительных и монтажных работ, оборудования и прочих затрат по ПС (тыс. тенге)

Объект	Напря-жение, кВ	Строительные работы	Монтаж	Обору-дование	Прочие затраты
Подстанции					
Открытого типа	110	68523	17593	84769	11201
Итого	182086				

5.2.2 Определение ежегодных издержек производства

Издержки производства п/ст и прилегающих сетей связаны с затратами на содержание подстанции, распределительных устройств и линий электропередач.

Кроме того, передача и распределение электроэнергии связаны с частичной потерей ее при транспортировке по линиям электропередач и трансформации. Поскольку такие потери связаны с процессом передачи, то их стоимость включается в состав ежегодных издержек:

$$И_{перед} = И_{экс} + И_{пот} \quad (5.1)$$

где $И_{экс}$ - суммарные затраты электросетевых хозяйств энергосистемы на ремонтно-эксплуатационное обслуживание сетей, тенге./год;

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

5.2.3 Расчет затрат электросетевых хозяйств на ремонтно-эксплуатационное обслуживание сетей определяется по укрупненным показателям

$$И_{экс} = И_{ам} + И_{об/рем} \quad (5.2)$$

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

$$И_{ам} = \frac{\alpha_{ам}}{100} \cdot К_{ЭС} \quad (5.3)$$

где $\alpha_{ам}$ - нормы отчислений на амортизацию, %/год;

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

$К_{эс}$ - стоимость оборудования ПС, млн.тенге.

$$И_{ам} = \frac{6,5}{100} \cdot 84,769 = 5,51 \text{ млн.тенге/год.}$$

$$И_{об/рем} = \frac{\alpha_{об/рем}}{100} \cdot К_{ЭС}, \quad (5.4)$$

где $\alpha_{об/рем}$ - нормы отчислений на обслуживание электрических сетеи

$$И_{об/рем} = \frac{3,3}{100} \cdot 84,769 = 2,797 \text{ млн.тенге/год.}$$

Расчет эксплуатационных издержек сводится в виде таблицы 5.2.

Таблица 5.2 – Эксплуатационные издержки распределения энергии

Элемент	Кап. вложения, млн.тенге	$\alpha_{ам}$,%	$\alpha_{об}$,%	$И_{ам}$, млн. тенге/год	$И_{обсл}$, млн. тенге/год	$И_{экспл}$, млн. тенге/год
ПС 110/10 кВ	182,086	6,5	3,3	5,51	2,797	8,307

5.2.4 Переменные потери энергии и издержки, связанные с ними

Переменные потери определяются переменными потерями в автотрансформаторах и реакторах подстанции и потерями в активном сопротивлении проводов и кабелей линий.

Значения переменных потерь в трансформаторах и автотрансформаторах находятся по формулам:

$$\Delta Э_{\text{переменТР}} = n \cdot \Delta Рк \cdot \tau \cdot К^{2}_{З} \qquad (5.5)$$

где $\Delta Рк$ = 58 кВт – потери короткого замыкания;

$К^{2}_{З}$ =0,45 – коэффициент загрузки трансформатора;

τ - годовое время максимальных потерь.

5.2.5 Постоянные потери энергии и издержки, связанные с ними

Значения постоянных потерь в трансформаторах находятся по формулам:

$$\Delta Э_{\text{пост.тр р}} = n \cdot \Delta Р_{хх} \cdot 8760 \qquad (5.6)$$

где n – количество трансформаторов или автотрансформаторов,

$\Delta Р_{хх}$ – потери на холостой ход в трансформаторе или автотрансформаторе. Потери составляют 14 кВт.

Значения, полученные при расчете заносятся в таблицу 5.3.

Таблица 5.3 - Издержки, связанные с потерями при трансформации энергии

Элемент	Коэфф. загрузки	Переменные потери, МВт-ч	Постоянные потери, МВт-ч	$И_{пот}$, млн. тенге/год	Суммарные издержки
Трансформатор	0,45	117,45	245,28	0,07	362,73

$$И_{пот} = \Delta Э \cdot Ц_{пот} \cdot К_{цен}, \qquad (5.7)$$

где $\Delta Э$ - величина потерь энергии;

$Ц_{пот.}$ - стоимость 1 кВт-ч потерянной энергии.

Годовые потери энергии в ЛЭП:

$$\Delta Э = \Delta Р_{кор} \cdot 8760 + \Delta Р_{max} \cdot \tau, \qquad (5.8)$$

где $\Delta Р_{кор}$ - среднегодовые потери мощности на корону;

$\Delta Pmax$ - потери мощности при максимальной нагрузке;

τ - годовое время максимальных потерь.

Потери мощности на корону определяются по выражению:

$$\Delta P_{кор} = \rho_{уд.кор} \cdot L, \quad (5.9)$$

где $\rho_{уд.кор}$ - потери мощности на корону на 1 км длины ЛЭП 110-500 кВ,

L- длина ЛЭП.

Потери мощности на корону определяются по выражению:

$$\Delta P_{кор} = \rho_{уд.кор} \cdot L, \quad (5.10)$$

Потери мощности при максимальной нагрузке определяются по выражению:

$$\Delta P_{max} = \frac{S^2_{max}}{U^2} \cdot \rho \cdot \alpha', \quad (5.11)$$

где S_{max} - мощность, передаваемая по ЛЭП при максимальной нагрузке;

U - напряжение линии;

ρ - удельное активное сопротивление линии 10-500 кВ;

α - коэффициент, учитывающий изменение сопротивления линии при температуре, отличной от 20 С°;

L - длина линии

$$И_{\Sigma} = И_{прерм} + И_{пост} \quad (5.12)$$

5.2.6 Себестоимость

Полная себестоимость передачи электроэнергии по сетям энергосистемы определяется суммарными издержками, связанными с передачей и распределением электроэнергии, и количеством энергии отпущенной потребителю (определяется из графика нагрузки ВН)

Себестоимость передачи электроэнергии по сетям ТОО “Азамат и Ко”:

По структуре тарифа «Энергосистема» города Актобе следует

Таблица5.4 – Структура тарифа «Энергосистема» г. Актобе

№	Статьи расходов	Структура, %
I	Затраты на производство товаров и предоставление услуг, всего	88,36
1	Материальные затраты, всего в т.ч.:	4,13
1.1	Сырье, материалы	2,02
1.2	ГСМ	1,59
1.3	Электроэнергия на хоз. нужды	0,53
2	Затраты на оплату труда с отчислениями	22,64

Продолжение таблицы 5.4

3	Амортизация	18,86
4	Ремонт	6,24
5	Услуги сторонних организаций производственного	0,52
6	Прочие затраты	3,62
7	Стоимость потерь	32,35
II	Расходы периода, всего	8,41
8	Общие административные расходы	8,41
III	Всего зарплат	96,77
IV	Прибыль	3,23

Как видно из таблицы 5.4 сумма на амортизацию и ремонт составит:

$$И = 0,251 \cdot 84,769 = 21,28 \text{ млн.тенге.}$$

$$Sп = \frac{И}{Э_{год}}, \quad (5.13)$$

где $Э_{год}$ – полный объем передаваемой за год электроэнергии при оказании услуг по передаче.

$$Э_{год} = n \cdot К_з \cdot S_{ном.тр} \cdot \cos \cdot 5000, \quad (5.14)$$

где n – количество трансформаторов;

$\cos$ – коэффициент мощности, принимается равным 0,8;

$S_{ном.тр}$ – номинальная мощность одного трансформатора.

$$Э_{год} = 2 \cdot 0,6 \cdot 6,3 \cdot 0,8 \cdot 5800 = 35,078 \text{ млн. кВт·ч.}$$

Тогда себестоимость оказания услуг по передаче 1 кВт·ч электроэнергии через подстанцию равна:

$$S_{перед} = \frac{21,28}{35,078} = 0,61 \text{ тенге/кВт ч.}$$

Полная себестоимость передачи электроэнергии по сетям энергосистемы складывается из стоимости энергии энергопроизводящей организации (4,8 тенге), тарифа на передачу по сетям НЭС (1,35 тенге), тарифа районной электросетевой компании (3 тенге) и себестоимости передачи энергии по сетям АО “ Азамат и Ко ”

$$Т_{АО\ "Азамат\ и\ Ко"} = S_{перед} + 0,1 \cdot S_{перед}, \quad (5.15)$$

$$Т_{АО\ "Азамат\ и\ Ко"} = 0,61 + 0,1 \cdot 0,61 = 0,671 \text{ тенге/кВт ч.}$$

Тариф на электроэнергию ТОО “Азамат и Ко” для предприятия:

$$Т_З = S_{ЭО} + Т_{НЭС} + Т_{РЭК} + Т_{АО\ "Азамат\ и\ Ко"}$$

$$Т_З = 4,8 + 1,35 + 3 + 0,671 = 9,821 \text{ тенге/кВт} \cdot \text{ч.}$$

Средний тариф на электроэнергию в г. Актобе составляет 10,45 тенге/кВт·ч. Тариф на электроэнергию АО “Азамат и Ко” принимается равным 0,671 тенге/кВт·ч. Тогда разница составит 10,45 – 9,821 = 0,629 тенге/кВт·ч.

Выручка от прогнозируемого объема передачи электроэнергии составит

$$V_{реал} = 35,078 \cdot 10,45 = 367 \text{ млн.тенге}, \quad (5.16)$$

Из прогнозируемой выручки завод произведет следующие выплаты

- Выплаты городским сетям за передачу электроэнергии составят

$$V = 35,078 \cdot 3 = 105 \text{ млн.тенге}$$

- Выплаты национальным электрическим сетям составят

$$V = 35,078 \cdot 1,35 = 47,36 \text{ млн.тенге}$$

- Выплаты энергопроизводящим предприятиям составят

$$V = 35,078 \cdot 4,8 = 168,36 \text{ млн.тенге}$$

Остаток из прогнозируемой выручки за передачу электроэнергии составит

$$V = 367,62 \cdot -105,234 - 47,36 - 168,33 = 46,69 \text{ млн.тенге}$$

$$П_ч = 46,69 \cdot 0,7 = 32,683 \text{млн.тенге.}$$

Денежный поток определяется по формуле

$$CF = П_ч + И_{ао} \quad (5.17)$$

где $П_Р$ - чистая прибыль, млн.тенге;

$И_{ао}$ – амортизационная отчисление, млн.тенге.

$$CF = 32.683 \cdot 10^6 + 5.51 \cdot 10^6 = 38.193 \text{ млн.тенге}$$

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

Срок окупаемости составит:

$$PP = \frac{I_c}{CF}, \quad (5.18)$$

где I_c - инвестиции;

CF– денежный поток, млн.тенге.

$$PP = \frac{182,086}{38,193} = 4,77 \text{ года.}$$

Недостатки метода PP:

1) не учитывает влияние денежных притоков последних лет;

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

3) не обладает свойством аддитивности.

Преимущества данного метода:

1) прост для расчетов;

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

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

При неравномерном поступлении доходов срок окупаемости определяют прямым подсчетом числа лет (месяцев), в течение которых доходы возместят инвестиционные затраты в проект, т.е. доходы сравняются с расходами. Инвестиции в проект окупятся за 4,77 лет.

Таблица 5.4 – Прибыль от продаж электроэнергии

Года	Коэфф. загрузки,	$Э_{год}$, млн.кВт·ч	$S_{перед}$, тенге/кВт·ч	$T_{АО}$ "Азамат и Ко"	Тариф	Разница	Чистая прибыль
1	0	0	0	0	0	0	0
2	60	35,078	0,61	0,671	9,821	0,629	15,44

5.2.7 Объем реализации

Объем реализации (стоимость реализованной электроэнергии) возрастает ежегодно в соответствии с освоением нагрузки и определяется как:

$$О_{р.t} = Ц_{ЭЭ} \cdot \gamma \cdot Э_t \cdot \Delta Э_{пот.t} \quad (5.19)$$

где $Ц_{ээ}$ - цена на электроэнергию;

γ - коэффициент долевого участия;

$Э_t$ - объем переданной ЭЭ, в зависимости от освоения нагрузки и имеет зависимость:

$$Э_t = k_{осв.t} \cdot Э; \quad (5.20)$$

$\Delta Э_{пот.t}$ – потери ЭЭ в рассматриваемой сети, в зависимости от освоения нагрузки имеет зависимость:

$$\Delta Э_{пот.t} = \Delta Э_{пост} + k^{2}_{осв.t} \cdot \Delta Э_{перем}, \quad (5.21)$$

5.3 Показатели финансово-экономической эффективности инвестиций

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

– простые показатели:

- простая норма прибыли - простая норма рентабельности инвестиций; сравнение расчетной величины с минимальным или средним уровнем доходности (процентной ставки по кредитам, облигациям, ценным бумагам, депозитным вкладам) приводит к заключению о целесообразности дальнейшего анализа данного проекта;
- простой срок окупаемости капитальных вложений; представляет собой период времени, в течении которого сумма чистых доходов покрывает инвестиции, определяет период в течении которого объект будет работать на "себя", т.е. получаемый объем чистого дохода засчитывается как возврат первоначально инвестированного капитала;
- срок предельно-возможного полного возврата банковских кредитов и процентов по ним; определяет период в течении которого полностью возвращаются банковские ссуды за счет дохода от реализации продукции (определяется при наличии заемного капитала).

– интегральные показатели:

- чистый дисконтированный доход; расчет этого показателя производится дисконтированием чистого потока платежей (чистого дохода); критерием финансовой эффективности инвестиций в сооружение объекта является условие: $Э_д > 0$, тогда доходность инвестиций превышает величину среднего норматива дисконтирования (или средней стоимости капитала);
- внутренняя норма доходности; определяется значением нормы дисконтирования, при котором чистый дисконтированный доход становится равным нулю; критерием эффективности инвестиций в сооружение проектируемого объекта служит условие превышения внутренней нормы доходности над средней величиной норматива дисконтирования: $E_{Вн} > E_{ср}$;
- срок окупаемости дисконтированных затрат; характеризует период, в течение которого полностью возмещаются дисконтированные капитальные вложения за счет чистого дохода, получаемого при

эксплуатации объекта; критерием экономической эффективности инвестиций в сооружение объекта служит выражение $T_{ок} < T_р$.

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

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:

$$NPV = \sum_{t=0}^{n} \frac{CF_t}{(1+r)^t} \cdot I_0, \qquad (5.22)$$

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 6-го года (таблица 5.5). 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.

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 $r = 10\%$ банковского процента.

$$PV = 38,193 \cdot 0,91 = 34,76 \text{ млн.тенге}$$

$$PV = 182,086 \cdot + 34,76 = 147,32 \text{ млн.тенге}$$

Остальные значения рассчитываются аналогично и заносятся в таблицу 5.4.

Таблица 5.5 - Расчет NPV и IRR

Год	Денежный поток CF, млн.тг	$1/(1+r)^n$	Текущая стоимость, млн. тенге
0	-182,086	1	-182,086
1	38,193	0,91	-147,32
2	38,193	0,83	-115,6
3	38,193	0,75	-86,95
4	38,193	0,68	-60,9
5	38,193	0,62	-37,2
6	38,193	0,56	-27,01
7	38,193	0,51	-7,53
8	38,193	0,47	10,421

Из приведенных расчетов видно, что срок окупаемости инвестиций составит около 8 лет.

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

$$PI = \left(\sum_{t=1}^{n} \frac{PV_t}{(1+r)^t} \right) / K_0 \qquad (5.23)$$

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

$$PI = \sum_{t=1}^{n} \frac{PV/(1+r)^t}{K_0} = \frac{203,569/0,47}{182,086} = 2,4.$$

Так как PI>1, то проект следует принять. Технико – экономическое обоснование строительства подстанции 110/10 показало, что необходимые суммарные капиталовложения, составляющие 182,086 млн. тенге, дисконтированной стоимости, составляющей 203,569 млн. тенге окупятся за 8 лет, т.е. строительство можно считать экономически целесообразной.

Заключение

В дипломном проекте рассматривалось расширение подстанции «Кемпирсай» 220/110/10 кВ Актюбинской области. Расширение предусматривается в связи с тем, что данная подстанция находится в близком отдалении от новых районов, которые необходимо запитать. Для обеспечения электроэнергией потребителей предусматривается строительство новой подстанции 110/10 кВ «Азамат». Для расширения подстанции составлена эквивалентная схема замещения и сделаны расчеты режимов сети. Анализируя проведенные расчеты, видно, что в максимальном, минимальном режимах значения в сетях не превышают допустимых пределов. Расширение подстанции может быть осуществлено без замены трансформаторов, так как установленные трансформаторы на подстанции имеют достаточную мощность. Было проведен расчет токов к.з. и выбрано коммутационное оборудование.

В проекте рассматривается вопрос анализа поражения электрическим током и разработки мер электробезопасности и расчет заземляющего устройства на расширяемой подстанции.

Выполняется анализ экономической эффективности капиталовложений в строительство подстанции «Азамат» 110/10 кВ, рассчитан срок окупаемости и представлена структурная схема РЭКа города Актобе.

Перечень сокращений и обозначений

ПС – Подстанция
ЭС – Электрическая станция
ОРУ – Открытое распределительное устройство
к.з. – Короткое замыкание
РУ – Распределительное устройство
ТТ – Трансформатор тока
ТН – Трансформатор напряжения
ВН – Высокое напряжение
ПУЭ – Правила устройства электроустановок
КРУ – Комплектное распределительное устройство
ТАОС – Твердотопливные аэрозолеобразующие огнетушащие составы
РЭК – Региональная электрическая компания
ТОО – Товарищество с ограниченной ответственностью
НЭС – Национальные электрически сети

Список литературы

1 Идельчик В.И. Электрические сети и системы. – М.: Энергоатомиздат, 1989.-592с.

2 Балаков Ю.Н. Мисриханов М.Ш. Шунтов А.В. Проектирование схем электроустановок. М.: Издательский дом МЭИ, 2006.- 288с.

3 Карапетян И.Г., Файбисович Д.Л., Шапиро И.М. – Справочник по проектированию электрических сетей. М: ЭНАС, 2012. – 376с.

4 Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. – Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608с.

5 А.В. Крюков – Учебное пособие по дисциплине «Электрические сети и системы» для студентов всех форм обучения специальности – Иркутск: ИрГУПС, 2008 – 55с.

6 Справочник по проектированию электроэнергетических систем под.ред. С. С. Рокотяна, И.М.Шапиро. - М: Энергоатомизда, 1985. – 352 с.

7Дюсебаев А.К., Абдимуратов Ж.С. Учебное пособие. Безопасность жизнедеятельности, Алматы 2010.

8 Жакупов А.А., Р.С. Хижняк - Методические указания к выполнению экономической части выпускных работ (для бакалавров, обучающихся по направлению «Электроэнергетика»). – Алматы: АИЭС, 2011. – 28с.

9 Фирменный стандарт «Работы учебные» общие требования к построению, изложению, оформлению и содержанию. Разработан и внесен кафедрой АУЭС, 2014 год.