


37/20165

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Политехнический институт
Кафедра «Электротехнические комплексы и системы»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

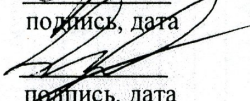
 В.И.Пантелеев

«30» 05 2016

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА
140400.62 Электроснабжение.
Электроснабжение химического комбината.

Руководитель к.т.н. доцент

Выпускник


подпись, дата

подпись, дата

В.В. Шевченко

М.М. Александров

Красноярск 2016

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Электроснабжение химического комбината» содержит 84 страницы текстового документа, 25 таблицы, 7 рисунков, 6 листов графического материала.

Объектом исследования является химический комбинат.

Цель работы – оптимизация параметров системы электроснабжения.

Система электроснабжения промышленного предприятия является подсистемой энергосистемы, транспортных, коммунальных и сельскохозяйственных потребителей данного района. Система электроснабжения предприятия должна быть гибкой, допускать постоянное развитие технологии, рост мощности предприятий и изменения производственных условий.

Основными задачами, решаемыми в данном проекте, являются оптимизация параметров системы электроснабжения химического комбината путём правильного выбора напряжения внешнего электроснабжения; определение электрических нагрузок и требований бесперебойного электроснабжения; выбор рационального числа и мощности трансформаторов, рациональной конструкции промышленных сетей; выбор средств компенсации реактивной мощности; расчёт релейной защиты элементов системы электроснабжения предприятия.

					БР-140400.62 071108085.000 ПЗ				
Из	Лист	№ докум.	Подп.	Дата					
Разраб.		М.М.Александров			Электроснабжение химического завода.		Лит.	Лист	Листов
Проверил		В.В.Шевченко					У	3	84
							Кафедра ЭТКиС		
Н.контр.									
Утверд.		В.И.Пантелеев							

Содержание

Введение	5
1. Описание технологического процесса	7
2. Определение электрических нагрузок комбината	9
3. Центр электрических нагрузок.	16
4. Выбор рационального напряжения питающей сети	19
4.1. Вариант 1 напряжение линии $U_n = 35$ кВ.	22
4.2. Вариант 2 напряжение линии $U_n = 110$ кВ.	26
5. Выбор трансформаторов цеховых подстанций	29
6. Определение токов короткого замыкания.	36
7. Выбор высоковольтного оборудования ГПП.	45
8. Выбор измерительных трансформаторов.	47
9. Выбор трансформаторов напряжения.	51
10. Выбор сборных шин и ошиновки ГПП.	53
11. Выбор высоковольтного предохранителя.	56
12. Трансформаторы собственных нужд.	57
13. Выбор кабеля.	58
14. Расчет заземляющего устройства ОРУ 35 кВ.	61
15. Расчет молниезащиты ГПП от прямых ударов молнии.	70
16. Расчет релейных защит трансформатора ГПП.	73
16.1. Выбор трансформаторов тока.	74
16.2. Расчет дифференциальной защиты трансформатора	75
16.3. Защита от симметричных сверхтоков при внешних к.з.	80
16.4. Защита от перегрузки.	82
16.5. Защита от внутренних повреждений в трансформаторе.	83
17. Заключение.	83
Библиографический список.	85

Введение

Основой экономики всех индустриальных стран мира является энергетика и одно из важнейших мест занимает электроэнергетика. XX век стал периодом интенсивного развития этой отрасли промышленности и XI век не будет исключением.

В 1879 г. Эдисон сформулировал программу развития электроснабжения, которая актуальна и сегодня. Программа включала в себя ряд задач:

- проектирование мощных генераторов, присоединенных к питанию параллельно включенных электроприемников;
- развитие рациональной системы распределения электроэнергии, обеспечивающей необходимый уровень и постоянное напряжение у всех подключенных к сети электроприемников;
- обеспечение надежной конструкции проводников и рациональных способов их прокладки;
- проектирование защиты элементов системы электроснабжения от коротких замыканий (КЗ);
- разработка простых и безопасных в обращении установочных выключателей, ламповых патронов и т.п.;
- поиск способов регулирования напряжения генератора;
- создание приборов учета отпускаемой электроэнергии;
- организация системы стандартизации параметров и размеров ламп, электрических аппаратов, деталей проводки и т.п.

С программы Эдисона берет свое начало прикладная наука об электроснабжении.

В России электрификация промышленности и других отраслей народного хозяйства шла без государственной координации, и только в 1916 г. секцией электротехники Русского технического общества стали обсуждаться вопросы планирования энергетике, использования энергоресурсов страны и т.п. Отношение к вопросам электрификации изменилось после революции, когда электрификация страны стала пониматься как одно из основных условий построения социалистического общества. Весной 1918 г. началось сооружение первенцев советской энергетике – Волховской, Свирской и Шатурской электростанций. В 1920 г. была основана Государственная комиссия по электрификации России (ГОЭЛРО) во главе с Г.М. Кржижановским. За короткий срок был разработан план электрификации и преобразования народного хозяйства, предусматривающий строительство 30 новых районных электрических станций общей мощностью 1750 МВт в течении 10-15 лет с доведением выработки электроэнергии до 8,8 ТВт·ч в год.

					БР-140400.62 071108085.000 ПЗ	Лист
Из	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		5

Этот план был реализован за 10 лет.

Вскоре после образования СССР в основу его экономической политики было положено создание мощной энергетической базы нового государства

Основой последующих планов развития народного хозяйства явились принципы, заложенные в плане ГОЭЛРО. Темпы развития электроэнергетической базы в СССР были высочайшими в мире и снижались только во время Великой Отечественной войны. Если в первые годы своего существования Советский Союз по выработке электроэнергии занимал одно из последних мест, то к 80 годам прошлого столетия уступал только Соединенным Штатам Америки.

Распад СССР и создание на его территории ряда независимых государств, в последние десятилетия XX века, сопровождалось глубочайшим экономическим и политическим кризисом. Резкий спад промышленного производства отразился и на электроэнергетике.

Целью энергетической политики России является максимально эффективное использование природных энергетических ресурсов и потенциала энергетического сектора для устойчивого роста экономики, повышения качества жизни населения страны и содействия укреплению ее внешнеэкономических позиций. В том числе кардинальное обновление электроэнергетики России на базе отечественного мирового опыта, преодоление нарастающего технологического отставания, морального и физического старения основных фондов, повышение надежности энергоснабжения и энергетической.

Все выше сказанное указывает на необходимость перехода на качественно иной уровень организации производственного цикла, начиная от момента разработки проекта до уровня подготовки эксплуатирующего персонала. В противном случае нельзя говорить о развитии экономики страны.[1]

					БР-140400.62 071108085.000 ПЗ	Лист
Из	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		6

1. Описание технологического процесса.

Производство минеральных удобрений продиктовано двумя основными факторами. Это, с одной стороны, стремительный рост населения планеты, а с другой, ограниченные земельные ресурсы, пригодные для выращивания культур сельскохозяйственного назначения. Кроме того, пригодные для земледелия почвы стали истощаться, а естественный способ их восстановления требует слишком продолжительного промежутка времени.

Вопрос сокращения сроков и ускорения процесса восстановления плодородия земли, был решен благодаря открытиям в области неорганической химии. И ответом стало производство минеральных добавок. Для чего уже в 1842 году в Великобритании, а в 1868 и в России, создаются предприятия по их промышленному производству. Были произведены первые фосфатные удобрения.

Химический комбинат по производству фосфатных удобрений представляет собой сложную и разветвленную технологическую цепочку. Где используется как прямая обработка сырья с непосредственным получением готовых продуктов. Так и разложение сырья с выделением промежуточных продуктов — фосфора и фосфорной кислоты, используемых для дальнейшего производства разнообразных конечных продуктов.

Для переработки фосфатов применяют как кислотные, так и термические методы.

Непосредственной обработкой фосфатного сырья — фосфоритной муки и апатитов, серной кислотой получают простой суперфосфат, фосфорной кислотой — двойной суперфосфат.

Производство простого суперфосфата заключается в:

- смешение фосфата — апатитового концентрата или фосфоритной муки с серной кислотой;
- отверждение (схватывание) реакционной массы, называемое также созреванием суперфосфата;
- доразложение непрореагировавшего фосфата при вылеживании и доработке суперфосфата на складе (дозревание).
- для улучшения физических свойств суперфосфата его подвергают грануляции в специальных аппаратах – грануляторах.

На комбинате используется непрерывный способ производства суперфосфата как наиболее совершенный метод.

Получение более концентрированного удобрения добиваются при разложении фосфатного сырья фосфорной кислотой. Процесс производства в целом та

					БР-140400.62 071108085.000 ПЗ	Лист
Из	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		7

кой же, как и при производстве простого суперфосфата.

Разложение природных фосфатов путем спекания или сплавления их при высокой температуре с солями натрия, калия, магния и других щелочноземельных металлов. В результате получают нитратно- или лимонно-растворимые удобрения – термофосфаты, плавленные фосфаты.[2].

Структура химического комбината:

1. Склад апатита (сырье), склад готовой продукции, заводоуправление категория надежности электропотребителя III допускается перерыв в электроснабжении до 1 суток, не наносит ущерба для производства в целом и не представляет угрозы для жизни людей.
2. Цех СМС — производство фосфоритной муки, используемой непосредственно как удобрение либо как сырье для фосфатов и суперфосфатов. Получение фосфоритной муки происходит методом поэтапного дробления в молотковых либо щековых дробилках (крупная фракция) с дальнейшей сушкой и окончательное дробление в шаровых дробилках с размером частиц 50 мк. Категория надежности электропотребителя II допускается перерыв в электроснабжении на время включения резерва силами оперативного персонала цеха. Возможен ущерб для производства в виде недостатка производственного сырья в непрерывном производстве суперфосфата и двойного суперфосфата что чревато остановкой непрерывного цикла и возникновением материальных убытков. Угроза жизни для персонала не представляет. [3].
3. Сернокислотное отделение, кислотное отделение, операционное отделение, цех суперфосфата — производство суперфосфата и двойного суперфосфата непрерывным циклом. Категория надежности электропотребителя I допускается перерыв в электроснабжении только на время действия АВР. Химически опасное производство представляет угрозу жизни для работающего персонала посредством разлива кислот, скопления газов.
4. Печное отделение 1, печное отделение 2, цех фторсолей — получение термофосфатов, плавленных фосфатов путем спекания или сплавления природных фосфатов с солями щелочноземельных металлов. Температура плавления 1100 ÷ 1700 С0. Спекание производится в специальных печах на углеродном топливе. В технологии используются электрофильтры. Особенно важно контролировать время остывания расплавов. Категория надежности электропотребителя I допускается перерыв в электроснабжении только на время действия АВР. Взрывоопасное производство представляет угрозу жизни для работающего персонала посредством разлива

					БР-140400.62 071108085.000 ПЗ	Лист
Из	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		8

топлива, скопления газов, выброса пламени.

5. Цех тукосмесей — производство готовой продукции в виде смесей различных удобрений. Категория надежности электропотребителя II допускается перерыв в электроснабжении на время включения резерва силами оперативного персонала цеха. Возможен ущерб для производства в виде массового недоотпуска готовой продукции, срыв контрактов, финансовые потери.. Угроза жизни для персонала не представляет.
6. Компрессорная, котельная — участвуют во всех производственных циклах. Категория надежности электропотребителя I допускается перерыв в электроснабжении только на время действия АВР. Опасные производства требующие наличия электропитания для правильного останова, представляют угрозу для жизни персонала.
7. Кузнечный цех, ремонтно-механический цех — вспомогательные цеха призванные для поддержания всего оборудования в работоспособном состоянии путем производства планово-предупредительного ремонта. Категория надежности электропотребителя III, допускается перерыв в электроснабжении до 1 суток, не наносит ущерба для производства в целом и не представляет угрозы для жизни людей.

2. Определение электрических нагрузок комбината.

При проектировании системы электроснабжения промышленных предприятий для выбора и проверки токоведущих элементов (шин, кабелей, проводов), силовых трансформаторов и преобразователей по пропускной способности (нагреву), а также для расчета потерь, отклонений и колебаний напряжения, выбора коммутационной аппаратуры, устройств защиты и компенсирующих устройств — требуется определение электрических нагрузок предприятия. От правильной оценки ожидаемых нагрузок (выбора оборудования) зависят капитальные вложения (затраты), эксплуатационные издержки и надежность системы электроснабжения предприятия. Существует несколько методов определения нагрузок предприятия:

- по установленной мощности и коэффициенту спроса применяется на предварительном этапе проектирования;
- по средней мощности и коэффициенту формы графика нагрузок — определяет, с достаточной точностью, нагрузки на всех уровнях системы электроснабжения при наличии графика нагрузки

					БР-140400.62 071108085.000 ПЗ	Лист
Из	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		9

- по средней мощности и коэффициенту максимума (метод упорядоченных диаграмм показателей графиков нагрузок) наиболее точен и применяется для расчета нагрузок на всех ступенях системы электроснабжения, но при условии наличия данных о каждом приемнике узла.

Исходя из того, что шаг сечений мощностей силовых трансформаторов намного больше чем ошибка в расчетах и наличия исходных данных применим метод определения нагрузок по установленной мощности и коэффициенту спроса.

Расчетную нагрузку (активную и реактивную) силовых приемников цеха определим из соотношений:

$$P_p = K_c \cdot P_H \quad (2.1)$$

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (2.2)$$

где P_H – суммарная установленная мощность всех приемников цеха принимается по исходным данным; K_c – средний коэффициент спроса, принимаемый по справочным данным [4,5]; $\operatorname{tg} \varphi$ – средневзвешенное значение тангенса угла сдвига фаз между током и напряжением, определяемое по средневзвешенному значению коэффициента мощности ($\cos \varphi$).

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi}}{\cos \varphi}$$

Приемники напряжением выше 1000 В цеха учитываются отдельно. Расчетные активная и реактивная мощности групп приемников выше 1000 В определяются из соотношений:

$$P_p = K_c \cdot P_H \quad (2.3)$$

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (2.4)$$

а полная – из выражения

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} \quad (2.5)$$

Все данные сведем в таблицу 1.

Таблица 1. Расчет силовой нагрузки.

					БР-140400.62 071108085.000 ПЗ	Лист
Из	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		10

№	Наименование цеха	Силовая нагрузка					
		Р _н , кВт	К _с	cosφ	tgφ	Р _р , кВт	Q _р , квар
1.	Сернокислотное отделение	910	0,6	0,8	0,75	546	409,5
2.	Печное отделение №1.	660	0,6	0,8	0,75	396	297
3.	Кислотное отделение	500	0,6	0,8	0,75	300	225
4.	Склад аппатита	260	0,3	0,61	1,31	78	101,3
5.	Операционное отделение	200	0,6	0,85	0,75	120	90
6.	Склад готовой продукции	500	0,3	0,61	1,31	150	194,8
7.	Цех фторсолей	900	0,6	0,8	0,75	540	405
8.	Кузнечный	500	0,6	0,8	0,75	300	225
9.	Печное отделение №2.	600	0,6	0,8	0,75	360	270
10	Цех тукосмесей	500	0,5	0,65	1,31	250	292,3
11	Ремонтно-механический	300	0,5	0,61	1,31	150	175,4
12	Цех суперфосфата	800	0,85	0,75	0,88	680	599,7
13	Компрессорная 0,38кВ	250	0,8	0,7	1,02	200	204
14	Заводоуправление	500	0,8	0,8	0,75	400	300
15	Цех СМС	800	0,5	0,62	1,27	400	506,2
16	Котельная	500	0,7	0,8	0,75	350	262,5
Всего		8680				5220	4557,7
13	Компрессорная 10кВ	2500	0,7	0,95	0,75	1750	575,20
Всего						1750	575,20
Всего		11180				6970	5133,0

Расчетную нагрузку осветительных приемников цеха определим по установленной мощности и коэффициенту спроса:

$$P_{PO} = P_{HO} \cdot K_{co} \quad (2.6)$$

где K_{co} — коэффициент спроса, для освещения, принимаемый по справочным данным. [4,5]; P_{HO} — установленная мощность приемников электрического освещения.

Величину P_{HO} найдем по формуле:

$$P_{HO} = P_{удо} \cdot F \quad (2.7)$$

где $P_{удо}$ — удельная нагрузка, Вт/м² площади пола цеха [4,5]; F — площадь пола цеха определяемая по генплану для освещения территории площадь определится как $F_{тр} = F - \Sigma F_{ц} = 106106 - 32406 = 73700 \text{ м}^2$.

Для осветительной установки с газоразрядными лампами расчетная реактивная нагрузка определяется по формуле:

$$Q_{po} = P_{po} \cdot \operatorname{tg}\varphi \quad (2.8)$$

где $\operatorname{tg}\varphi$ – коэффициент мощности источников света.

Для освещения цехов примем газоразрядные лампы. $\operatorname{Cos}\varphi = 0,6$ и $\operatorname{tg}\varphi = 1,33$.

Все данные сведем в таблицу 2.

Таблица 2. Расчет осветительной нагрузки.

№	Наименование цеха	Осветительная нагрузка					
		F, м ²	P _{удо} кВт/м ²	P _{но} , кВт	K _{со}	P _{ро} , кВт	Q _{ро} , квар
1.	Сернокислотное отделение	1764	0,015	26,5	0,95	25,1	33,4
2.	Печное отделение №1.	1134	0,015	17,0	0,95	16,2	21,5
3.	Кислотное отделение	1728	0,015	25,9	0,95	24,6	32,7
4.	Склад аппатита	1944	0,011	21,4	0,6	12,8	17,1
5.	Операционное отделение	2178	0,012	26,1	0,95	24,8	33,0
6.	Склад готовой продукции	2178	0,005	10,9	0,6	6,5	8,7
7.	Цех фторсолей	4554	0,015	68,3	0,95	64,9	86,3
8.	Кузнечный	1863	0,015	27,9	0,85	23,8	31,6
9.	Печное отделение №2.	2709	0,015	40,6	0,95	38,6	51,3
10.	Цех тукосмесей	1368	0,012	16,4	0,95	15,6	20,7
11.	Ремонтно-механический	990	0,012	11,9	0,85	10,1	13,4
12.	Цех суперфосфата	1350	0,015	20,3	0,95	19,2	25,6
13.	Компрессорная 0,38кВ	882	0,015	13,2	0,85	11,2	15,0
14.	Заводоуправление	1260	0,019	23,9	0,9	21,5	28,7
15.	Цех СМС	5520	0,016	88,3	0,95	83,9	111,6
16.	Котельная	1908	0,016	30,5	0,85	25,9	34,5
	Освещение территории	73644	0,0022	162,0	1	162,0	215,5
Всего		33330		631,3		587,0	780,7

Полная расчетная мощность силовых и осветительных приемников цеха определяется из соотношения:

$$S_p = \sqrt{(P_p + P_{po})^2 + (Q_p + Q_{po})^2} \quad (2.9)$$

Суммарные расчетные активные и реактивные нагрузки потребители: 0,38 кВ и 10 кВ в целом по комбинату определяются суммированием соответствующих нагрузок цехов.

Все данные сведем в таблицу 3.

					БР-140400.62 071108085.000 ПЗ	Лист
Из	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		12

Таблица 3. Суммарные расчетные активные и реактивные нагрузки.

№	Наименование цеха	Силовая нагрузка		Осветительная нагрузка		Силовая и осветительная нагрузка		
		P _p , кВт	Q _p , квар	P _{ро} , кВт	Q _{ро} , квар	P, кВт	Q _p , квар	S _p ,кВА
1.	Сернокислотное отделение	546	409,5	25,1	33,4	571,1	442,9	722,8
2.	Печное отделение №1.	396	297	16,2	21,5	412,2	318,5	520,9
3.	Кислотное отделение	300	225	24,6	32,7	324,6	257,7	414,5
4.	Склад апатита	78	101,3	12,8	17,1	90,8	118,4	149,2
5.	Операционное отделение	120	90	24,8	33,0	144,8	123,0	190,0
6.	Склад готовой продукции	150	194,8	6,5	8,7	156,5	203,5	256,8
7.	Цех фторсолей	540	405	64,9	86,3	604,9	491,3	779,3
8.	Кузнечный	300	225	23,8	31,6	323,8	256,6	413,1
9.	Печное отделение №2.	360	270	38,6	51,3	398,6	321,3	512,0
10	Цех тукосмесей	250	292,3	15,6	20,7	265,6	313,0	410,5
11	Ремонтно-механический	150	175,4	10,1	13,4	160,1	188,8	247,5
12	Цех суперфосфата	680	599,7	19,2	25,6	699,2	625,3	938,0
13	Компрессорная 0,38кВ	200	204	11,2	15,0	211,2	219,0	304,3
14	Заводуправление	400	300	21,5	28,7	421,5	328,7	534,5
15	Цех СМС	400	506,2	83,9	111,6	483,9	617,8	784,7
16	Котельная	350	262,5	25,9	34,5	375,9	297,0	479,1
	Освещение территории			162,0	215,5	162,0	215,5	269,6
Всего		5220	4557,8	587,0	780,7	5807,0	5338,4	7887,9
13	Компрессорная 10кВ	1750	575,2			1750	575,2	1842,1
Всего						1750	575,2	1842,1
Всего		6970	5133,0	587,0	780,7	7557,0	5913,6	9595,8

Определим значение расчетной нагрузки комбината в целом на стороне высшего напряжения. Оптимальная реактивная мощность, передаваемая в сеть комбината из энергосистемы в период максимальных нагрузок энергосистемы Q₃₁,кВар определим по выражению.

$$Q_{31} = K_{\alpha} \cdot P_p = 0,29 \cdot 7557 = 2191,5 \quad (2.10)$$

где K_α — коэффициент зависящий от напряжения питающих линий, принимаем его равным 0,29.

Так как трансформаторы цеховых и главных понизительных подстанций еще не выбраны, то приближенно потери мощности в них определим из соотношений:

$$\text{активной} \text{ — } \Delta P_T = 0.02 \cdot S_p \quad (2.11)$$

$$\text{реактивной} \text{ — } \Delta Q_T = 0.1 \cdot S_p \quad (2.12)$$

где S_p — полная расчетная мощность приемников до 1000 В. по комбинату определенная выше

Тогда согласно выражений 2.11 и 2.12 для цеховых трансформаторов получим:

$$\Delta P_T = 0,02 \cdot S_p = 0,02 \cdot 7887,9 = 157,7 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_T = 0,1 \cdot S_p = 0,1 \cdot 7887,9 = 788,8 \text{ квар}$$

Ориентировочно определим необходимую мощность компенсирующих устройств по комбинату в целом:

$$Q_{\text{ку}} = Q_p'' - Q_{\text{э1}} \quad (2.13)$$

$$\text{где } Q_p'' = \Sigma Q_p + \Sigma Q_p' + Q_{\text{po}} + Q_T = 5338,4 + 575,2 + 780,7 + 788,8 = 7483,1 \quad (2.14)$$

где ΣQ_p — суммарная реактивная нагрузка потребителей до 1000 В., квар.;

$\Sigma Q_p'$ — суммарная реактивная нагрузка потребителей 10 кВ., квар.; Q_{po} — суммарная реактивная нагрузка освещения, квар.; ΔQ_T — потери реактивной мощности в трансформаторах, квар.

Тогда получим:

$$Q_{\text{ку}} = Q_p'' - Q_{\text{э1}} = 7483,1 - 2191,5 = 5291,6 \text{ квар}$$

Для определения некомпенсированной мощности на шинах 10 кВ ГПП или ГРП воспользуемся выражением:

$$Q = Q_{\text{p}\Sigma} - Q_{\text{ку}} \quad (2.15)$$

где $Q_{\text{ку}}$ — мощность компенсирующих устройств, квар; $Q_{\text{p}\Sigma}$ — расчетная реактивная мощность завода, отнесенная к шинам 10 кВ ГПП или ГРП с учетом коэффициента разновременности максимумов силовой нагрузки $K_{\text{рм}}=0,95$ [6]:

$$\begin{aligned} Q_{\text{p}\Sigma} &= (\Sigma Q_p + \Sigma Q_p') \cdot K_{\text{рм}} + Q_{\text{po}} + \Delta Q_T = \\ &= (5338,4 + 575,2) \cdot 0,95 + 780,7 + 788,8 = 7187,42 \end{aligned}$$

$$Q = Q_{\text{p}\Sigma} - Q_{\text{ку}} = 7187,42 - 5291,6 = 1895,82 \text{ квар.}$$

					БР-140400.62 071108085.000 ПЗ	Лист
Из	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		14

В качестве компенсирующих устройств принимаем батареи статических конденсаторов. Определим потери в них:

$$\Delta P_{\text{кв}} = P_{\text{уд}} \cdot Q_{\text{кв}} \quad (2.16)$$

где $P_{\text{уд}}$ — удельные потери активной мощности, составляющие 0,2% (0,002 кВт/квар) от $Q_{\text{кв}}$:

$$\Delta P_{\text{кв}} = P_{\text{уд}} \cdot Q_{\text{кв}} = 0,002 \cdot 5291,6 = 10,58 \text{ кВт}$$

Общую активную мощность с учетом потерь в компенсирующих устройствах на шинах подстанции определим из выражения:

$$P = P_{\text{р}\Sigma} + \Delta P_{\text{кв}} \quad (2.17)$$

где $\Delta P_{\text{кв}}$ — мощность потерь активной мощности в компенсирующих устройствах, квар; $P_{\text{р}\Sigma}$ — расчетная активная мощность завода, отнесенная к шинам 10 кВ ГПП или ГРП с учетом коэффициента разновременности максимумов силовой нагрузки $K_{\text{рм}}=0,95$ [6]:

$$P_{\text{р}\Sigma} = (\Sigma P_{\text{р}} + \Sigma P') \cdot K_{\text{рм}} + \Sigma P_{\text{ро}} + \Delta P_{\text{т}} \quad (2.18)$$

$$= (5220 + 1750) \cdot 0,95 + 587 + 157,7 = 7366,2$$

$$P = P_{\text{р}\Sigma} + \Delta P_{\text{кв}} = 7366,2 + 10,58 = 7376,78 \text{ кВт.}$$

где $\Sigma P_{\text{р}}$ — суммарная активная нагрузка потребителей до 1000 В., кВт.;

$\Sigma P'$ — суммарная активная нагрузка потребителей 10 кВ., кВт.; $\Sigma P_{\text{ро}}$ — суммарная расчетная осветительная нагрузка, кВт; $\Delta P_{\text{т}}$ — потери активной мощности в трансформаторах, кВт.

Расчетная нагрузка на шинах 10 Кв. ГПП или ГРП с учетом компенсации реактивной мощности:

$$S'_{\text{р}} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{7376,78^2 + 1895,82^2} = 7616,49 \text{ кВ}\cdot\text{А} \quad (2.19)$$

Предположим, что на заводе будет предусмотрена ГПП. Потери мощности в

					БР-140400.62 071108085.000 ПЗ	Лист
Из	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		15

трансформаторах ГПП ориентировочно определим по выражениям 2.11, 2.12:

$$\text{активной} \quad \Delta P'_T = 0.02 \cdot S'_p = 0,02 \cdot 7616,49 = 152,32$$

$$\text{реактивной} \quad \Delta Q'_p = 0.1 \cdot S'_p = 0,1 \cdot 7616,49 = 761,65$$

Полная расчетная мощность комбината на стороне высшего напряжения ГПП:

$$S_p = \sqrt{(P + \Delta P'_T)^2 + (Q + \Delta Q'_p)^2} = \\ = \sqrt{(7376,78 + 152,32)^2 + (1895,82 + 761,65)^2} = 7984,33 \text{ кВ} \cdot \text{А} \quad (2.20)$$

3. Центр электрических нагрузок.

Для создания надежной и экономически обоснованной системы электро-снабжения предприятия трансформаторные подстанции, насколько позволяют производственные условия, приближают к центрам нагрузок. Что позволяет сократить протяженность сетей вторичного напряжения, уменьшить потери энергии и отклонения напряжения как следствие уменьшается зона аварий и удешевляется дальнейшее развитие электроснабжения по мере роста производства. РП и другие коммутационные узлы, на которых нет преобразования энергии, выгоднее размещать не в центре, а на границе питаемых ими участков сети таким образом, чтобы не было обратных потоков энергии.

При равномерно распределенной нагрузке рекомендуется применять метод, использующий положение теоретической механики и позволяющий определить центр электрической нагрузки предприятия (цеха) [5]. Для этого нужно провести аналогию между массами и электрическими нагрузками, а координаты их центра определить по формулам:

$$x_0 = \frac{\sum_1^n (P_{pi} + P_{poi}) \cdot x_i}{\sum_1^n (P_{pi} + P_{poi})} \quad (3.1)$$

$$y_0 = \frac{\sum_1^n (P_{pi} + P_{poi}) \cdot y_i}{\sum_1^n (P_{pi} + P_{poi})} \quad (3.2)$$

где x_i, y_i — координаты центра электрической нагрузки i -го цеха.

Можно принять, что нагрузка равномерно распределена по площади цеха и следовательно, центр электрической нагрузки i -го цеха совпадает с центром

					БР-140400.62 071108085.000 ПЗ	Лист
Из	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		16

тяжести фигуры, изображающей цехна генеральном плане промышленного предприятия. Таким образом, место расположения ГПП должно совпадать с центром электрических нагрузок, при необходимости с некоторым смещением в сторону источника питания.

Определим центр электрических нагрузок. Для этого на генплан наносим координаты центров электрических нагрузок каждого цеха (рис.1) масштаб генплана $M=1\text{м}/1\text{мм}$. Определим радиус окружностей активных нагрузок, исходя из масштаба генплана:

$$m = \frac{P_p + P_{po}}{\pi \cdot r_4^2} \quad (3.3)$$

Принимаем для наименьшей нагрузки, равной 6,5 кВт (цех №6), радиус $r = 2$ мм, то по формуле 3.3

$$m = \frac{P_p + P_{po}}{\pi \cdot r_4^2} = \frac{6,5}{3,14 \cdot 2^2} = 0,5 \text{ кВт/мм}^2$$

Принимаем масштаб $m=0,5$ кВт/мм. Масштаб неизменен для всех цехов. Определяем радиус для наибольшей нагрузки при принятом масштабе

$$r_{10} = \sqrt{\frac{P_p + P_{po}}{\pi \cdot m_4}} = \sqrt{\frac{1750}{3,14 \cdot 0,5}} = 33,4 \approx 33 \text{ мм} \quad (3.4)$$

Выполнение картограммы в таком масштабе возможно, поэтому оставляем этот масштаб.

Угол сектора (α) определяем из соотношения активных расчетных ($P_p + P_{po}$) и осветительных нагрузок (P_{po}) цехов.

$$\alpha = \frac{360^0 \cdot P_{po}}{P_p + P_{po}} \quad (3.5)$$

Проведем расчет параметров картограммы для цеха №1.

$$r_1 = \sqrt{\frac{P_p + P_{po}}{\pi \cdot m_4}} = \sqrt{\frac{571,1}{3,14 \cdot 0,5}} = 19,1 \text{ мм}$$

					БР-140400.62 071108085.000 ПЗ	Лист
Из	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		17

$$\alpha_1 = \frac{360^0 \cdot P_{po}}{P_p + P_{po}} = \frac{360 \cdot 25,1}{571} = 15,84$$

Результаты расчета для цеха №1 заносим в таблицу 4. Расчеты для остальных цехов производим аналогично и заполняем таблицу.

Таблица 4. Определение центров электрических нагрузок.

№ цеха по ген-плану	Наименование цеха	$P_{P_{сум}}$, кВт	P_{po} , кВт	г, мм	α, град	х, м	у, м	$P_{P_{сум}} \cdot x$	$P_{P_{сум}} \cdot y$
Потребители энергии 0,38 кВ									
1	Сернокислотное отделение	571,1	25,1	19,1	15,84	127,5	207,0	72820	118225
2	Печное отделение №1.	412,2	16,2	16,2	14,11	168,0	196,5	69243	80989
3	Кислотное отделение	324,6	24,6	14,4	27,31	207,0	201,0	67197	65249
4	Склад апатита	90,8	12,8	7,6	50,85	240,0	205,5	21799	18666
5	Операционное отделение	144,8	24,8	9,6	61,72	295,5	216,0	42797	31283
6	Склад готовой продукции	156,5	6,5	10,0	15,03	355,5	54,0	55648	8453
7	Цех фторсолей	604,9	64,9	19,6	38,62	76,5	111,0	46274	67143
8	Кузнечный	323,8	23,8	14,4	26,41	295,5	74,5	95669	24120
9	Печное отделение №2.	398,6	38,6	15,9	34,86	254,5	87,0	101445	34678
10	Цех тукосмесей	265,6	15,6	13,0	21,14	120,0	79,5	31871	21115
11	Ремонтно-механический	160,1	10,1	10,1	22,71	349,5	210,0	55954	33621
12	Цех суперфосфата	699,2	19,2	21,1	9,90	204,0	31,5	142644	22026
13	Компрессорная 0,38кВ	211,2	11,2	11,6	19,16	135,0	19,5	28518	4119
14	Заводоуправление	421,5	21,5	16,4	18,40	415,0	142,0	174942	59860
15	Цех СМС	483,9	83,9	17,6	62,42	29,0	87,0	14033	42100
16	Котельная	375,9	25,9	15,5	24,85	207,0	96,0	77821	36091
Потребители энергии 10 кВ									
13	Компрессорная 10кВ	1750,0	-	33,4	-	135	19,5	236250	34125
ИТОГО		7395						841014	504047

Нагрузки в виде кругов наносим на генплан, в круге выделяем сектор осветительной нагрузки. Нагрузки 0,4 кВ наносятся сплошной линией, 10 кВ – пунктирной.

Для определения координат центра активных электрических нагрузок

воспользуемся выражениями (3.1, 3.2)

$$x_A = \frac{\sum_1^n (P_{pi} + P_{poi}) \cdot x_i}{\sum_1^n (P_{pi} + P_{poi})} = \frac{841014}{7395} = 113,73 \text{ м}$$

$$y_A = \frac{\sum_1^n (P_{pi} + P_{poi}) \cdot y_i}{\sum_1^n (P_{pi} + P_{poi})} = \frac{504047}{7395} = 68,16 \text{ м}$$

Главную понизительную и цеховые подстанции следует располагать как можно ближе к центру нагрузок, так как это позволяет приблизить высоконапряжение к центру потребления электрической энергии и значительно сократить протяженность, как распределительных сетей высокого напряжения завода, так и цеховых электрических сетей низкого напряжения, уменьшить расход проводникового материала и снизить потери электрической энергии.

Так как центр электрических нагрузок попадает в расположение цеха туко-месеи, ГПП (ГРП) сместим в сторону источника питания.

4. Выбор рационального напряжения питающей сети.

Так как на проектируемом комбинате преобладают потребители первой и второй категории, то для внешнего электроснабжения предусмотрим две независимые линии электроснабжения. Питание комбината осуществляется от подстанции энергосистемы, где установлены два трех обмоточных трансформатора ТДТН 110/35/10 мощностью $S_{ТЭ}$ равной 40 МВ·А, трансформаторы работают раздельно. Длина питающей линии $l=10$ км.

Напряжение сети зависит от передаваемой мощности и расстояния, на которое передают электроэнергию. Его выбирают исходя из полученной мощности предприятия приведенной к шинам высшего напряжения ГПП или ГРП и протяженности линии. Чем больше передаваемая по линии мощность и расстояние, на которое ее передают, тем выше по техническим и экономическим нормам должно быть номинальное напряжение электропередачи.

Номинальное напряжение можно приближенно оценить по пропускной способности линий 35 – 500 кВ, по кривым характеризующим экономически целесообразные области применения указанных сетей, или аналитически, например, по формуле Стилла [7]:

$$U = 4.34 \cdot \sqrt{1 + 16P} \quad (4.1)$$

					БР-140400.62 071108085.000 ПЗ	Лист
Из	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		19

преобразованной С. Н. Никогосовым к более удобному виду [7]:

$$U = 16 \cdot \sqrt[4]{P \cdot l} \quad (4.2)$$

Определим рациональное напряжение питающих линий по формуле (4.2)

$$U = 16 \cdot \sqrt[4]{P \cdot l} = 16 \cdot \sqrt[4]{7,5291 \cdot 10} = 47,13 \text{ кВ}$$

где P — активная мощность комбината в целом отнесенная к шинам высшего напряжения равная $P + \Delta P'_T = 7376,78 + 152,32 = 7529,1 \text{ кВт} = 7,5291 \text{ МВт}$;

l — длина питающей линии, км.

Выберем два ближайших по шкале номинальных значения напряжений — 35 и 110 кВ, далее для выбора оптимального напряжения внешнего электроснабжения произведем технико-экономические расчеты двух вариантов схем с разным напряжением питающих линий. Питающие линии выполняются воздушными, так как комбинат находится от источника питания на значительном расстоянии.

Варианты схем внешнего электроснабжения завода приведены на рисунке 1, рисунке 2.

Рисунок 1. Вариант 1 $U = 35 \text{ кВ}$.

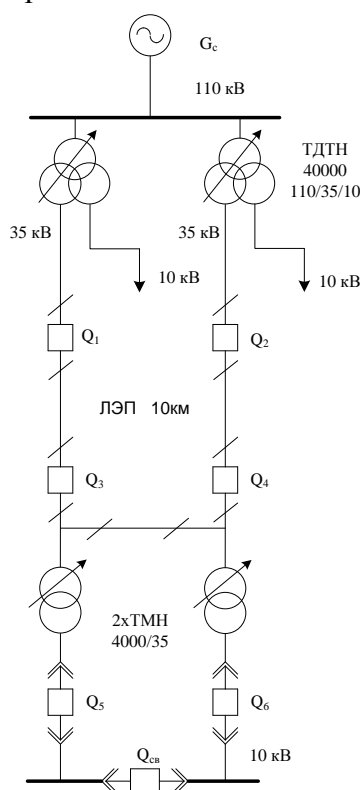
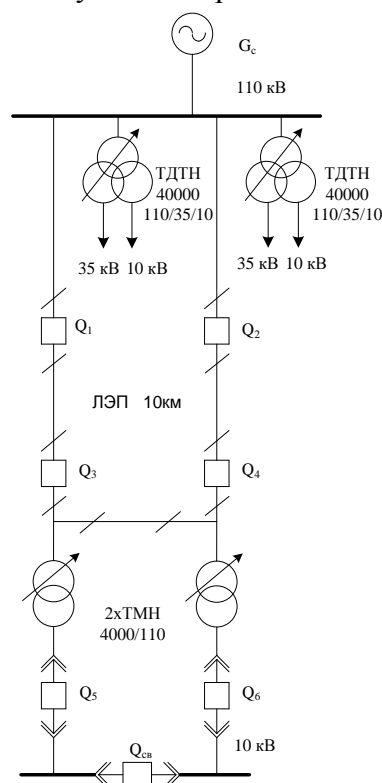


Рисунок 2. Вариант 2 $U = 110 \text{ кВ}$.



Наиболее выгодный вариант схемы электроснабжения химического комбината выбираем по условию минимальных приведенных затрат, рассчитанных

					БР-140400.62 071108085.000 ПЗ	Лист
Из	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		20

по формуле:

$$Z = E_H \cdot K_{\Sigma} + I_{\Sigma} \rightarrow \min \quad (4.3)$$

где K_{Σ} , I_{Σ} – соответственно капитальные затраты и ежегодные расходы в рассматриваемых вариантах схем электроснабжения промышленных предприятий;
 E_H – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений,
 $E_H = 0,15$.

Далее рассчитываем каждый из принятых вариантов.

Определим номинальную мощность, кВ·А, трансформаторов по условию:

$$S_{ТН} \geq \frac{S_p}{n \cdot 0,7} = \frac{7984,33}{2 \cdot 0,7} = 5703,09 \text{ кВ} \cdot \text{А} \quad (4.4)$$

где S_p — полная расчетная мощность комбината на стороне высшего напряжения ГПП, кВ·А; n — число установленных трансформаторов.

Принимаем к установке два трансформатора ТМН 4000/110 либо ТМН 4000/35 с номинальной мощностью 4000 кВ·А каждый. Загрузка трансформаторов:

в нормальном режиме

$$K_3 = \frac{S_p}{n \cdot S_{ТН}} = \frac{5703,09}{2 \cdot 4000} = 0,71 \quad (4.5)$$

в послеаварийном режиме (один трансформатор отключен)

$$K_3 = \frac{S_p}{n \cdot S_{ТН}} = \frac{5703,09}{4000} = 1,42 \quad (4.6)$$

Данные трансформаторов приведены в таблице 6.

Таблица 6. Технические характеристики трансформаторов.

Тип	Уном., кВ			Сном, МВА	ΔРхх, кВт	ΔРкз, кВт	Iхх, %	Ук, %			Цена, тыс.руб
	ВН	СН	НН					ВН	СН	НН	
ТДТН-40000/110	115	38,5	11	40	30	200	0,23	10,5	17,5	6,5	29745
ТМН 4000/110	115	—	11	6,3	10	44	1,0	10,5	—	—	8453
ТМН 4000/35	35	—	11	6,3	5,6	33,5	0,8	7,5	—	—	5848

4.1. Вариант 1 напряжение линии $U_n = 35$ кВ.

Питающие линии выполняем проводом марки АС. Расчетный ток линии, А:

$$I_p = \frac{S_p}{n \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = \frac{7984,33}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = 65,93 \quad (4.7)$$

Максимальный рабочий ток в послеаварийном режиме, А:

$$I_p = \frac{S_p}{n \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = \frac{7984,33}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = 131,86 \quad (4.8)$$

Определим сечение линии по экономической плотности тока.

$$F_3 = \frac{I_p}{j_3} \quad (4.9)$$

где j_3 — экономическая плотность тока, А/мм²; I_p — максимальный рабочий ток в нормальном режиме, А.

Значения экономической плотности тока j_3 нормируют в зависимости от конструктивного выполнения линий, материала провода, продолжительности использования наибольшей нагрузки и района сооружения. Район сооружения Центральная Сибирь, провод сталеалюминевый не изолированный, T_{max} — 7500 для химической промышленности [7]. Тогда $j_3 = 1,3$ [7] и по выражению (4.8):

$$F_3 = \frac{65,93}{1,3} = 50,71 \text{ мм}^2$$

Принимаем сечение $F_3 = 50 \text{ мм}^2$, провод АС 50. Выбранное сечение проверяем по техническим условиям:

- допустимому нагреву током нагрузки в послеаварийном режиме;
- по условиям образования короны только для линий выше 35 кВ;
- и механической прочности.

Для выполнения указанных требований выбранные сечения должны удовлетворять следующим условиям:

					БР-140400.62 071108085.000 ПЗ	Лист
Из	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		22

$$I_{п/ав.макс} \leq I_{доп} \quad 131,86 \leq 10; \quad (4.10)$$

$$F \geq F_{кмин.доп} \quad (4.11)$$

$$F \geq F_{мехмин.доп} \quad 50 \text{ мм}^2 \geq 50 \text{ мм}^2 \quad (4.12)$$

Допустимую токовую нагрузку $I_{доп}$ принимаем по справочным данным [8].

Минимальное допустимое сечение провода по условиям механической прочности $F_{мехмин.доп}$ выбираем по справочным данным [9] исходя из условия — стенки гололеда (15 мм и более) в пролетах пересечений ВЛ с железными дорогами.

Предварительно выберем по номинальным данным, выключатели головные Q_1 и Q_2 и выключатели установленные на ГПП Q_3 и Q_4 рисунок 1. Принимаем выключатель ВГТ 35-50/3150У1 элегазовый, номинальным напряжением $U_{нв} = 35$ кВ, номинальный ток $I_{нв} = 3150$ А, номинальный ток отключения $I_{откл.н} = 12,5$ кА.

Для питания комбината выбираем два трансформатора ТМН 4000/35 номинальные данные приведены в таблице 6.

При определении капитальных затрат используем укрупненные показатели стоимости электрооборудования [10] с учетом коэффициента удорожания на 2015 год.

Суммарные капиталовложения на сооружение внешнего электроснабжения (линия ВЛ и ГПП), (руб./год) определяем в соответствии с выражением и сводим в таблицу 7:

$$K_{\Sigma} = K_{тр} + K_{ру} + K_{л} \quad (4.13)$$

где, $K_{тр}$ — стоимость ячеек трансформаторов; $K_{ру}$ — стоимость ячеек распределительных устройств; $K_{л}$ — стоимость сооружения линии;

Таблица 7. Суммарные капиталовложения.

№ п/п	Наименование затрат	Стоимость тыс.руб	Кол-во	Сумма тыс.руб
1	Стоимость ячейки выключателя 35 кВ	2100	4 шт.	8400
2	Стоимость ячейки трансформатора 4000/35	3900	2 шт.	7800
3	Стоимость ВЛ 35 кВ	870 / 1 км.	10 км.	8700
ИТОГО				24900

Для перехода к ценам 2016 года используем индекс пересчета равный 9,479 и тогда $K = 24900 \cdot 10,29 = 256221$ тыс.руб.

С учетом территориального коэффициента удорожания для Красноярского края равного 1,4 получим $K = 256221 \cdot 1,4 = 358709,4$ тыс.руб.

Ежегодные издержки производства определим по соответствующим значениям амортизационных отчислений $I_{a\Sigma}$, стоимости потерь электроэнергии I_{Σ} и расходов по ремонту и эксплуатации $I_{T\Sigma}$:

$$I_{\Sigma} = I_{a\Sigma} + I_{T\Sigma} + I_{\Sigma} \quad (4.14)$$

Амортизационные отчисления найдем по нормам амортизации p_a в долях единицы от капиталовложений:

$$I_a = p_a \cdot K \quad (4.15)$$

где p_a — норма амортизации определяется по выражению (4.25) с учетом срока полезного использования $T_{\text{пи}}$ объекта определим по справочным данным [5].

$$p_a = \frac{1}{T_{\text{пи}}} \quad (4.16)$$

Тогда амортизационные отчисления согласно выражения (4.24) и с учетом (4.25):

$$I_{a\Sigma} = p_{ал} \cdot K_{л} + p_{ат} \cdot K_{т} + p_{ав} \cdot K_{в} = 0,05 \cdot 8700 + 0,05 \cdot 7800 + 0,066 \cdot 8400 = 1379,4$$

где $K_{л}$, $K_{т}$, $K_{в}$, — капитальные затраты на сооружение воздушной линии электропередачи, капитальные затраты на трансформаторы, капитальные затраты на выключатели соответственно, тыс.рублей.

Расходы по эксплуатации определим по нормативным отчислениям $p_{\Sigma,р}$ в долях единицы от капиталовложений:

$$I_T = p_{\Sigma,р} \cdot K \quad (4.17)$$

где $p_{\Sigma,р}$ — норма отчислений в % от капиталовложений определяем по справочным данным [5].

Тогда расходы на ремонт и эксплуатацию определяются согласно выражения (4.26), тыс.рублей:

					БР-140400.62 071108085.000 ПЗ	Лист
Из	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		24

$$I_{T\Sigma} = p_{\text{э.пл}} \cdot K_{\text{л}} + p_{\text{э.рт}} \cdot K_{\text{т}} + p_{\text{э.пв}} \cdot K_{\text{в}} = \\ = 0,008 \cdot 8700 + 0,059 \cdot 7800 + 0,059 \cdot 8400 = 1025,4$$

Стоимость годовых потерь электроэнергии определим по выражению:

$$I_{\Sigma} = I_{\Sigma} \cdot \Delta W_{\Sigma} = I_{\Sigma} \cdot (\Delta W_{\text{л}} + \Delta W_{\text{т}}) \quad (4.18)$$

где I_{Σ} — стоимость 1 кВт электроэнергии для потребителей равная 2,58 руб.;
 $\Delta W_{\text{л}}$ — годовые потери активной мощности в линиях, кВт; $\Delta W_{\text{т}}$ — годовые потери мощности в трансформаторах, кВт.

Годовые потери энергии в линиях, кВт:

$$\Delta W_{\text{л}} = R \cdot \frac{S_{\text{п}}^2}{U^2} \cdot \tau_{\text{max}} = \frac{r_0 \cdot L}{n} \cdot \frac{S_{\text{п}}^2}{U^2} \cdot 10^3 \cdot \tau_{\text{max}} \quad (4.19)$$

где r_0 — удельное сопротивление провода АС 50 равное 0,592 Ом/км; n — количество цепей; $S_{\text{п}}$ — расчетная мощность, МВ·А; U — номинальное напряжение, кВ; τ_{max} — время использования максимума потерь, ч.

Время использования максимума потерь определим по выражению:

$$\tau_{\text{max}} = \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{7500}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = 6691,5 \quad (4.20)$$

Тогда согласно выражения (4.28) определим потери энергии в линиях.

$$\Delta W_{\text{л}} = \frac{0,592 \cdot 10}{2} \cdot \frac{7,97313^2}{35^2} \cdot 10^3 \cdot 6691,5 = 1027866,69 \text{ кВт/год}$$

Потери в трансформаторах $\Delta W_{\text{т}}$ определим по номинальным данным трансформатора:

$$\Delta W_{\text{т}} = n \cdot P_{\text{хх}} \cdot 8760 + \frac{1}{n} \cdot P_{\text{кз}} \cdot \left(\frac{S_{\text{п}}}{S_{\text{нт}}}\right)^2 \cdot \tau_{\text{max}} \quad (4.21)$$

где $P_{\text{хх}}$ — потери холостого хода трансформатора номинальные данные приведены в таблице 6, кВт; $P_{\text{кз}}$ — потери короткого замыкания трансформатора номинальные данные приведены в таблице 6, кВт; n — число трансформаторов

					БР-140400.62 071108085.000 ПЗ	Лист
Из	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		25

установленных на ГПП; S_p — расчетная мощность приведенная к шинам высокого напряжения ГПП, кВ·А; $S_{нт}$ — номинальная мощность трансформатора, кВ·А.

$$\Delta W_T = 2 \cdot 5,6 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 33,5 \cdot \left(\frac{7973,13}{4000}\right)^2 \cdot 6691,5 = 543435,89$$

По выражению (4.18) определяем стоимость годовых потерь электроэнергии в линиях и трансформаторах, тыс.руб/год:

$$I_{\Sigma} = 2,58 \cdot (1027866,69 + 543435,89) = 4053,9$$

Суммарные ежегодные издержки по выражению (4.14), тыс.руб/год:

$$I_{\Sigma} = 1379,4 + 1025,4 + 4053,9 = 6458,7$$

Приведенные затраты определяем по выражению (4.3), тыс.руб/год:

$$З = 0,15 \cdot 358709,4 + 6458,7 = 60265,11$$

4.2. Вариант 2 напряжение линии $U_n = 110$ кВ.

Произведем расчет второго варианта внешнего электроснабжения комбината. U_n 110 кВ. Питающие линии выполняем проводом марки АС. Расчетный ток линии, А:

$$I_p = \frac{S_p}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{7984,33}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 20,9$$

Максимальный рабочий ток в послеаварийном режиме, А:

$$I_p = \frac{S_p}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{7984,33}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 41,95$$

Определим сечение линии по выражению (4.9):

$$F_{\Sigma} = \frac{20,9}{1,3} = 16,07 \text{ мм}^2$$

					БР-140400.62 071108085.000 ПЗ	Лист
Из	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		26

Принимаем сечение $F_3 = 70 \text{ мм}^2$, провод АС 70. Выбранное сечение проверяем по техническим условиям:

- допустимому нагреву током нагрузки в послеаварийном режиме;
- по условиям образования короны только для линий выше 35 кВ;
- и механической прочности.

Для выполнения указанных требований выбранные сечения должны удовлетворять следующим условиям:

$$I_{\text{п/ав.макс}} \leq I_{\text{доп}} \quad 41,95 \leq 265;$$

$$F \geq F_{\text{мин.доп}}^{\text{к}} \quad 70 \geq 70$$

Допустимую токовую нагрузку $I_{\text{доп}}$ принимаем по справочным данным [8].

Предварительно выберем по номинальным данным, выключатели головные Q1 и Q2 и выключатели установленные на ГПП Q3 и Q4 рисунок 2.:

Выбираем выключатель элегазовый колонковый ВГТ– 110 III– 40/2000 УХЛ 1, номинальным напряжением $U_{\text{нв}} = 126 \text{ кВ}$, номинальный ток $I_{\text{нв}} = 2000 \text{ А}$, номинальный ток отключения $I_{\text{откл.н}} = 40 \text{ кА}$.

При определении капитальных затрат используем укрупненные показатели стоимости электрооборудования [10] с учетом коэффициента удорожания на 2015 год.

Расчеты проводим аналогично первому варианту данные приведены в таблице 8.

Таблица 8. Суммарные капиталовложения.

№ п/п	Наименование затрат	Стоимость тыс.руб	Кол-во	Сумма тыс.руб
1	Стоимость ячейки выключателя 110 кВ	6300	4 шт.	25200
2	Стоимость ячейки трансформатора 4000/110	7300	2 шт.	14600
3	Стоимость ВЛ 110 кВ	1100 / 1 км.	10 км.	11000
ИТОГО				50800

Для перехода к ценам 2015 года используем индекс пересчета равный 10,29 и тогда $K = 50800 \cdot 10,29 = 522732 \text{ тыс.руб}$.

С учетом территориального коэффициента удорожания для Красноярского края равного 1,4 получим $K = 522732 \cdot 1,4 = 731824,8 \text{ тыс.руб}$.

Амортизационные отчисления, согласно выражения (4.15) и с учетом (4.16):

$$I_{a\Sigma} = 0,05 \cdot 11000 + 0,05 \cdot 14600 + 0,066 \cdot 25200 = 2943,2$$

Расходы на ремонт и эксплуатацию определяются согласно выражения (4.17), тыс.рублей:

$$I_{r\Sigma} = 0,008 \cdot 11000 + 0,059 \cdot 14600 + 0,059 \cdot 25200 = 2436,2$$

Определим потери энергии в линиях, согласно выражения (4.19).

$$\Delta W_{л} = \frac{0,420 \cdot 10}{2} \cdot \frac{8,8929^2}{110^2} \cdot 10^3 \cdot 6691,5 = 91842,61 \text{ кВт/год}$$

Потери в трансформаторах $\Delta W_{т}$ определим по номинальным данным трансформатора:

$$\Delta W_{т} = 2 \cdot 10 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 44 \cdot \left(\frac{8892,9}{6300} \right)^2 \cdot 6691,5 = 468526,9$$

По выражению (4.18) определяем стоимость годовых потерь электроэнергии в линиях и трансформаторах, тыс.руб/год:

$$I_{э\Sigma} = 2,58 \cdot (91842,61 + 468526,9) = 1445,75$$

Суммарные ежегодные издержки по выражению (4.14), тыс.руб/год:

$$I_{\Sigma} = 2943,2 + 2436,2 + 1445,75 = 6825,15$$

Приведенные затраты определяем по выражению (4.3), тыс.руб/год:

$$З = 0,15 \cdot 731824,8 + 6825,15 = 116598,87$$

Данные полученные в первом и втором варианте для наглядности и удобства выбора сведем в таблицу 9.

					БР-140400.62 071108085.000 ПЗ	Лист
Из	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		28

Таблица 9. Итоговые данные технико-экономического сравнения вариантов.

Наименование показателя	Варианты	
	I	II
Капитальные затраты К, тыс.руб.	358709,4	731824,8
Ежегодные отчисления на амортизацию, ремонт и обслуживание, тыс.руб.	2404,8	5379,4
Потери энергии ΔW , тыс.кВт·ч/год	1571,3	560,37
Стоимость годовых потерь электроэнергии, I_{Σ} , тыс.руб	4053,9	1445,75
Суммарные ежегодные издержки, I_{Σ} , тыс.руб/год.	6458,7	6825,15
Приведенные затраты, З, тыс.руб/год	60265,11	116598,87

По результатам расчетов и проведенного анализа, технико-экономического сравнения нескольких вариантов сети внешнего электроснабжения комбината минеральных удобрений, отдадим предпочтение первому варианту с номинальным напряжением 35 кВ как наименее затратного.

5. Выбор трансформаторов цеховых подстанций.

Основное предназначение цеховых трансформаторных подстанций (ЦТП) является прием электрической энергии на напряжении 6–35 кВ, понижения ее до уровня напряжения 0,4 кВ и распределения электроэнергии между потребителями энергии и электроприемниками с помощью внутрицеховой распределительной сети. Все ЦТП в зависимости от конструкции и степени защиты от окружающей среды делят на стационарные, монтируемые на месте строительства, и комплектные, которые полностью изготавливаются на заводах и крупными блоками монтируются на промышленных предприятиях. Комплектные трансформаторные подстанции выполняют для внутренней (КТП) и наружной установки (КТПН). При выборе будем отдавать предпочтение комплектным трансформаторным подстанциям, обеспечивающим большую надежность и сокращение сроков строительства. КТП комплектуют автоматическими воздушными выключателями, установленными на выкатных тележках.

Цеховые трансформаторные подстанции могут размещаться многопролетных цехах — внутрицеховые, могут быть встроены в контур здания, но при этом иметь возможность выкатки трансформатора наружу, могут быть пристроены к зданию, могут быть расположены отдельно на территории предприятия.

Принимая во внимание географическое расположение цехов, значения

					БР-140400.62 071108085.000 ПЗ	Лист
Из	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		29

нагрузок, категорию потребителей электрической энергии и для унификации типов размеров трансформаторов объединим нагрузки нескольких цехов для установки одной трансформаторной подстанции (ТП).

Ориентировочный выбор числа и мощности цеховых трансформаторов произведем по удельной плотности нагрузки:

$$\sigma_n = \frac{S_p}{F} \quad (5.1)$$

где S_p — расчетная нагрузка цеха, кВ·А; F — площадь цеха, м².

При $\sigma_n = 0,2$ кВ·А/м² целесообразно применять трансформаторы до 1000 кВ·А и 1600 кВ·А.

При $\sigma_n = 0,2 — 0,5$ применяют трансформаторы мощностью 1600 кВ·А.

При $\sigma_n > 0,5$ применяют трансформаторы мощностью 1600-2500 кВ·А.

Минимальное число цеховых трансформаторов одинаковой мощности для питания технологически связанных нагрузок, определим по выражению:

$$N_{\min} = \frac{P_p}{K_3 \cdot S_{\text{ном.т}}} + \Delta N \quad (5.2)$$

где K_3 — коэффициент загрузки трансформатора; ΔN — добавка до ближайшего целого числа; P_p — расчетная активная нагрузка на шинах ТП.

Оптимальная загрузка цеховых трансформаторов зависит от категории надежности потребителей электроэнергии так для первой категории при двухтрансформаторных ТП $K_3 = 0,65 — 0,7$, для потребителей второй категории $K_3 = 0,7 — 0,8$, для потребителей третьей категории $K_3 = 0,9$.

Оптимальное число трансформаторов:

$$N_{\text{опт}} = N_{\min} + m \quad (5.3)$$

где m — дополнительные установленные трансформаторы, определяем по справочным данным [11].

Приведем расчет для сернокислотного отделения цех №1 и печного отделения №1 цех №2 по выражениям 5.1 — 5.3:

$$\sigma_n = \frac{S_p}{F} = \frac{722,8 + 520,9}{1764 + 1134} = 0,43$$

					БР-140400.62 071108085.000 ПЗ	Лист
Из	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		30

Исходя из размеров цеха и принимая во внимание то, что источник питания рекомендуется как можно ближе приближать к потребителю (нагрузке). Принимаем трансформаторы 400 кВА. Минимальное число цеховых трансформаторов:

$$N_{\min} = \frac{P_p}{K_3 \cdot S_{\text{НОМ.Т}}} + \Delta N = \frac{983,3}{0,7 \cdot 400} + 0,49 = 4$$

Оптимальное число трансформаторов:

$$N_{\text{ОПТ}} = N_{\min} + m = 4 + 0 = 4$$

Расчеты по остальным цехам производим аналогично и все данные сводим в таблицу 10.

Таблица 10. Расчет плотности нагрузок и оптимального числа трансформаторов.

№	Наименование цеха	F, м ²	S _p ,кВА	σ _н	N _{min}	N _{опт}	Тип трансф.
1.	Сернокислотное отделение, печное отделение №1.	2898	1243,6	0,43	4	4	400 кВА
2.	Кислотное отделение, склад апатита, операционное отделение	5850	753,8	0,13	4	4	250 кВА
3.	Склад готовой продукции, кузнечный	4041	669,9	0,17	3	3	250 кВА
4.	Цех фторсолей, цех СМС	10074	1564,0	0,16	4	4	400 кВА
5.	Печное отделение №2, котельная.	4617	991,1	0,21	4	4	250 кВА
6.	Цех тукосмесей, компрессорная 0,38кВ	2250	714,8	0,32	3	3	250 кВА
7.	Ремонтно-механический, заводоуправление	2250	782,1	0,35	2	2	400 кВА
8.	Цех суперфосфата	1350	938,0	0,69	3	4	250 кВА

Определим номинальные мощности цеховых трансформаторов по расчетной мощности исходя из рациональной загрузки в нормальном режиме и с учетом минимально необходимого резервирования в послеаварийном режиме. Номинальную мощность трансформаторов S_{НОМ.Т} определим по выражению:

$$S_{\text{НОМ.Т}} \geq \frac{S_p}{N_{\text{ОПТ}} \cdot K_3} \quad (5.4)$$

где $N_{\text{опт}}$ — оптимальное число трансформаторов; K_3 — коэффициент загрузки трансформатора; S_p — расчетная мощность нагрузок, кВ·А.

Коэффициент загрузки для нормального и аварийного режима определим по выражению:

$$K_3 = \frac{S_p}{n \cdot S_{\text{ном.т}}} \quad (5.5)$$

Одновременно с определением мощности и числа трансформаторов цеховых ТП определим величину реактивной мощности, которую экономически целесообразно передавать через трансформаторы в сеть до 1000 В.

Наибольшую реактивную мощность, которую целесообразно передать через трансформаторы в сеть напряжением до 1000 В, определим по формуле:

$$Q_{\text{мах.т}} = \sqrt{(N_{\text{опт}} \cdot K_3 \cdot S_{\text{ном.т}})^2 - P_p^2} \quad (5.6)$$

где $N_{\text{опт}}$ — оптимальное число трансформаторов; K_3 — коэффициент загрузки трансформатора; P_p — расчетная мощность нагрузок, кВт; $S_{\text{ном.т}}$ — номинальная мощность трансформатора, кВ·А.

Суммарная мощность конденсаторных батарей на напряжение до 1000 В составит:

$$Q_{\text{нк1}} = Q_p - Q_{\text{мах.т}} \quad (5.7)$$

где $Q_{\text{мах.т}}$ — наибольшая реактивная мощность передаваемая через трансформаторы, квар; Q_p — расчетная реактивная мощность нагрузок, квар.

Дополнительная мощность $Q_{\text{нк2}}$ НБК для данной группы трансформаторов определим по формуле:

$$Q_{\text{нк2}} = Q_p - Q_{\text{нк1}} - \gamma \cdot N_{\text{опт}} \cdot S_{\text{ном.т}} \quad (5.8)$$

где γ — расчетный коэффициент, зависящий от расчетных параметров K_{p1} и K_{p2} , и схемы питания цеховой ТП.

Суммарную мощность НБК цеха определим как:

$$Q_{\text{нк}} = Q_{\text{нк1}} + Q_{\text{нк2}} \quad (5.9)$$

					БР-140400.62 071108085.000 ПЗ	Лист
Из	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		32

Произведем расчет для цеха №1, №2.

Номинальную мощность трансформаторов $S_{\text{НОМ.Т}}$ определим по выражению (5.4)

$$S_{\text{НОМ.Т}} \geq \frac{S_p}{N_{\text{ОПТ}} \cdot K_3} = \frac{1243,6}{4 \cdot 0,7} = 444,2 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

Принимаем к установке две двух-трансформаторные подстанции (ТП1, ТП2) с трансформатором ТСЗЛ400/10 номинальной мощностью 400 кВ·А.

Проверим данный выбор по коэффициенту загрузки в нормальном режиме и в аварийном режиме (один из трансформаторов отключен) согласно выражению (5.5)

Нормальный режим.

$$K_3 = \frac{S_p}{n \cdot S_{\text{НОМ.Т}}} = \frac{1243,6}{4 \cdot 400} = 0,78$$

Аварийный режим.

$$K_{\text{за}} = \frac{S_p}{n \cdot S_{\text{НОМ.Т}}} = \frac{1243,6}{2 \cdot 400} = 1,55$$

Данные трансформаторы не удовлетворяют условиям в нормальном режиме $K_3 = 0,65-0,7$ и в аварийном режиме $K_3 \leq 1,4$. Принимаем дополнительно к установке одно-трансформаторную подстанцию с аналогичным трансформатором.

Для остальных цехов расчет проводим аналогично в случае если K_3 получим более допустимого то количество трансформаторов увеличим. Все данные сведем в таблицу 11.

Наибольшую реактивную мощность определим по выражению (5.6)

$$Q_{\text{макс.Т}} = \sqrt{(N_{\text{ОПТ}} \cdot K_3 \cdot S_{\text{НОМ.Т}})^2 - P_p^2} = \sqrt{(5 \cdot 0,7 \cdot 400)^2 - 983,3^2} = 996,6 \text{ квар}$$

Тогда по выражению (5.7) суммарная мощность конденсаторных

$$Q_{\text{нк1}} = Q_p - Q_{\text{макс.Т}} = 761,4 - 996,6 = -235,2 \text{ квар}$$

					БР-140400.62 071108085.000 ПЗ	Лист
Из	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		33

Так как $Q_{нк1} < 0$ то принимаем $Q_{нк1} = 0$

Дополнительная мощность $Q_{нк2}$ НБК для данной группы трансформаторов определим по формуле:

$$Q_{нк2} = Q_p - Q_{нк1} - \gamma \cdot N_{опт} \cdot S_{ном.т} = 442,9 - 0 - 0,65 \cdot 5 \cdot 400 = -245,2$$

где γ — расчетный коэффициент равен 0,65.

Так как $Q_{нк2} < 0$ то принимаем $Q_{нк2} = 0$

Суммарную мощность НБК цеха определим как:

$$Q_{нк} = Q_{нк1} + Q_{нк2} = 0 + 0 = 0 \quad (5.9)$$

Так как мощность конденсаторных батарей получили небольшую то будем рассматривать установку высоковольтных батарей конденсаторов на шины ГПП класса напряжения 10 кВ.

Для остальных ТП расчет производим аналогично и все данные сводим в таблицу 11.

Таблица 11. Расчетные данные по цеховым трансформаторным подстанциям.

Наименование цеха	$S_{ном.т}$	S_T	$N_{опт}$	$N_{прин.}$	K_3	$K_{3н}$	$K_{3а}$	$Q_{max.т}$	$Q_{нк1}$	$Q_{нк2}$	$Q_{нк}$
Сернокислотное отделение, печное отделение №1.	444,2	400	4	5	0,7	0,62	1,24	996,6	-235,2	-538,6	0
Кислотное отделение, склад апатита, операционное отделение	269,2	250	4	5	0,7	0,60	1,21	672,2	-173,1	-313,4	0
Склад готовой продукции, кузнечный цех.	248,1	250	3	3	0,9	0,89	—	474,3	-14,2	-27,4	0
Цех фторсолей, цех СМС	558,6	400	4	6	0,7	0,65	1,30	1364	-575,7	-3171,7	0
Печное отделение №2, котельная.	317,7	250	4	5	0,7	0,71	1,42	595,1	14,9	-217,4	14,9
Цех тукосмесей, компрессорная 0,38кВ	340,4	250	3	4	0,7	0,71	1,43	512,5	19,5	-137,5	19,5
Ремонтно-механический, заводоуправление	434,4	400	2	3	0,9	0,65	—	910,0	-392,5	-262,5	0
Цех суперфосфата	335,0	400	3	4	0,7	0,59	1,17	874,9	-249,6	-414,7	0

Так как $Q_{нк1} < 0$ то установка низковольтных батарей конденсаторов является не целесообразной. Расчет компенсации реактивной мощности на стороне 10 кВ приведем в дальнейшем. Технические характеристики выбранных трансформаторов приведены в таблице 12. Для всех ТП принимаем сухие трансформаторы типа ТСЗЛ Биробиджанского завода силовых трансформаторов.

Таблица 12. Технические данные трансформаторов.

Мощность кВ·А	Номинальное напряжение, кВ		Схема и группа соединения	Потери, кВт		Напряжение короткого замыкания $U_{кз}, \%$	Ток холо- стого хода $I_{хх}, \%$
	ВН	НН		P_{xx}	$P_{кз}$		
250	10	0,4	Д/УН-11	0,75	3,7	6,0	1,0
400	10	0,4	Д/УН-11	1,15	5,7	6,0	1,0

Суммарную расчетную мощность высоковольтных батарей конденсаторов (ВБК) для всего предприятия определим из условия баланса реактивной мощности:

$$Q_{вк} = \Sigma Q_{р.в} + \Sigma Q_{р.ц} - \Sigma Q_{нкф} + \Sigma \Delta Q_{цт} - Q_{сд.р} - Q_{э1} \quad (5.10)$$

где $Q_{р.в}$ — расчетная реактивная нагрузка на шинах 6–10 кВ; $Q_{р.ц}$ — наибольшая расчетная нагрузка цеховых ТП; $Q_{нкф}$ — фактическая принятая мощность НБК равна 0; $\Delta Q_{цт}$ — суммарные реактивные потери в цеховом трансформаторе при его коэффициенте загрузки с учетом компенсации и в трансформаторах ГПП; $Q_{сд.р}$ — располагаемая мощность СД; $Q_{э1}$ — входная реактивная мощность, заданная энергосистемой на шинах 35 кВ равна 2191,5 определенная в разделе 2.

Суммарные реактивные потери в цеховых трансформаторах определим по справочным данным [11]:

$$\Sigma \Delta Q_{цт} = \sum n \cdot \Delta Q_{цт} \quad (5.11)$$

где n — количество однотипных цеховых трансформаторов с одинаковым коэффициентом загрузки K_3 ; $\Delta Q_{цт}$ — суммарные реактивные потери трансформаторе при K_3 .

Суммарные потери в трансформаторах ГПП определены в разделе 2.

Для определения генерируемой реактивной мощности синхронными двигателями будем считать, что в компрессорной установлено два синхронных электродвигателя СДН 14-59-6У3 с номинальными данными: 1000 об/мин; $P_{ном}$ 1250 кВт; $Q_{ном}$ 645 квар; коэффициенты D_1 6,77 кВт; D_2 6,98 кВт.

Определяем суммарную реактивную мощность СД, квар:

$$Q_{сд} = K_{сд} \cdot Q_{ном.сд} \cdot n = 0,7 \cdot 645 \cdot 2 = 903 \quad (5.12)$$

где $Q_{\text{ном.сд}}$ — номинальная реактивная мощность двигателя; $K_{\text{сд}}$ — коэффициент загрузки.

Так как $K_{\text{сд}} < 1$ располагаемую реактивную мощность экономически целесообразно использовать полностью. Рассчитаем располагаемую реактивную мощность, квар, синхронного двигателя по формуле:

$$Q_{\text{сдэ}} = \alpha_{\text{м}} \cdot \sqrt{P_{\text{ном.сд}}^2 + Q_{\text{ном.сд}}^2} = 0,55 \cdot \sqrt{1250^2 + 645^2} = 773,6 \quad (5.13)$$

где $\alpha_{\text{м}}$ — коэффициент допустимой перегрузки СД, зависящий, от его загрузки по активной мощности (определяется по [11]); $Q_{\text{ном.сд}}$ — номинальная реактивная мощность СД.

Суммарная располагаемая мощность всех двигателей, квар:

$$\Sigma Q_{\text{сдэр}} = \Sigma Q_{\text{сдэ}} = Q_{\text{сдэ}} \cdot n = 2 \cdot 773,6 = 1547,2 \quad (5.14)$$

Тогда согласно выражений (5.10), (5.11) и (5.14) $Q_{\text{вк}}$ будет равна:

$$Q_{\text{вк}} = \Sigma Q_{\text{р.в}} + \Sigma Q_{\text{р.ц}} - \Sigma Q_{\text{нкф}} + \Sigma \Delta Q_{\text{цт}} - Q_{\text{сд.р}} - Q_{\text{э1}} = 0 + 5338,4 - 0 + (15 \cdot 18 + 3 \cdot 23 + 1 \cdot 10) = 5400,4 \quad (5.15)$$

Все батареи высоковольтных конденсаторов устанавливаем на шинах напряжения 10 кВ ГПП. Выбираем мощность компенсирующих устройств из условия, что мощность установок присоединенных к разным секциям шин была одинаковой. Выбираем высоковольтную установку УКРМ 10,5–1800–450 ($1 \times 450_{\text{ф}} + 2 \times 450_{\text{р}}$) производства электротехнической компании «СлавЭнерго» установленной мощностью 1800 квар, с одной фиксированной ступенью регулирования и двумя регулируемые ступенями. Определим фактическую мощность ВБК $Q_{\text{вкф}} = 3600$ квар.

6. Определение токов короткого замыкания.

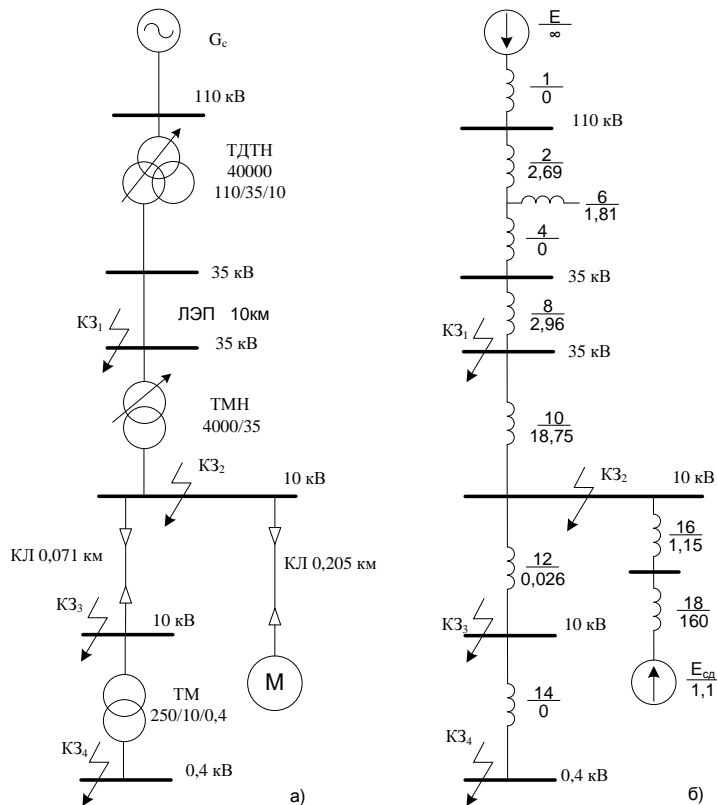
Расчет токов короткого замыкания (КЗ) произведем в объеме, необходимом для выбора электрических аппаратов (разъединителей и выключателей)

Для расчета токов КЗ наметим характерные точки $K_1 \div K_5$, составим схему замещения и рассчитаем ее параметры в относительных единицах при базисных условиях [11].

Расчетная схема замещения представлена на рисунке 3.

					БР-140400.62 071108085.000 ПЗ	Лист
Из	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		36

Рисунок 3. Расчетная схема и схема замещения.



Принимаем:

$$S_6 = 1000 \text{ МВ} \cdot AU_6 = U_{cp}$$

где S_6 — базисная мощность, МВ·А.; U_6 — базисное напряжение, кВ.; U_{cp} — среднее напряжение той ступени где рассчитывается ток КЗ выбираем из ряда напряжений 37, 10,5, 0,4 соответственно, кВ.;

Определим базисный ток для ступеней трансформации, кА.:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} \tag{6.1}$$

где U_6 — базисное напряжение той ступени трансформации где определяется ток КЗ, кВ.

Определим базисные токи для ступеней — 37, 10,5, 0,4.

$$I_{61} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 15,6$$

$$I_{62} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,98$$

$$I_{63} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1443,4$$

Определим сопротивление элементов в базисных единицах.

Сопротивления трансформаторов:

По паспортным данным трансформатора T_1 найдем напряжение короткого замыкания для каждой обмотки и далее, определяем реактивные сопротивления обмоток:

$$U_{KB} = \frac{1}{2} \cdot (U_{KB-C} + U_{KB-H} - U_{KC-H}) = \frac{1}{2} \cdot (10,5 + 17,5 - 6,5) = 10,75\% \quad (6.2)$$

$$U_{KC} = \frac{1}{2} \cdot (U_{KB-C} + U_{KC-H} - U_{KB-H}) = \frac{1}{2} \cdot (10,5 + 6,5 - 17,5) = -0,25 = 0\% \quad (6.3)$$

$$U_{KH} = \frac{1}{2} \cdot (U_{KB-H} + U_{KC-H} - U_{KB-C}) = \frac{1}{2} \cdot (17,5 + 6,5 - 10,5) = 7,25\% \quad (6.4)$$

где U_{KB-C} , U_{KB-H} , U_{KB-H} — напряжение короткого замыкания между соответствующими обмотками, %.

Реактивные сопротивление схемы замещения обмоток трансформатора T_1 , о.е.:

$$x_2 = \frac{U_{KB} \cdot S_6}{100 \cdot S_H} = \frac{10,75 \cdot 1000}{100 \cdot 40} = 2,69 \quad (6.5)$$

$$x_4 = \frac{U_{KC} \cdot S_6}{100 \cdot S_H} = \frac{0 \cdot 1000}{100 \cdot 40} = 0 \quad (6.6)$$

$$x_6 = \frac{U_{KH} \cdot S_6}{100 \cdot S_H} = \frac{7,25 \cdot 1000}{100 \cdot 40} = 1,81 \quad (6.7)$$

где U_{KB} , U_{KC} , U_{KH} — напряжение короткого замыкания найденные по формулам (6.2), (6.3), (6.4), %.

					БР-140400.62 071108085.000 ПЗ	Лист
Из	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		38

Реактивное сопротивление схемы замещения обмоток трансформатора T_2 , о.е.:

$$x_{10} = \frac{U_k \cdot S_{\delta}}{100 \cdot S_H} = \frac{7,5 \cdot 1000}{100 \cdot 4} = 18,75 \quad (6.8)$$

Сопротивления воздушной линии:

$$x_8 = x_0 \cdot L \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{CH}^2} = 0,4 \cdot 10 \cdot \frac{1000}{37^2} = 2,96 \quad (6.9)$$

$$r_8 = r_0 \cdot L \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{CH}^2} = 0,428 \cdot 10 \cdot \frac{1000}{37^2} = 3,12 \quad (6.10)$$

где L — длина линии, км; x_0 , r_0 — удельные сопротивления индуктивное и активное соответственно.

Сопротивления кабельных линий:

$$x_{12} = x_0 \cdot L \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{CH}^2} = 0,08 \cdot 0,071 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,051 \quad (6.11)$$

$$r_{12} = r_0 \cdot L \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{CH}^2} = 0,62 \cdot 0,071 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,40 \quad (6.12)$$

$$x_{16} = x_0 \cdot L \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{CH}^2} = 0,08 \cdot 0,205 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,148 \quad (6.13)$$

$$r_{16} = r_0 \cdot L \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{CH}^2} = 0,62 \cdot 0,205 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 1,15 \quad (6.14)$$

$$x_{18} = x''_{сд} = x''_d \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{ном.сд}} = 0,2 \cdot \frac{1000}{1,250} = 160 \quad (6.15)$$

где x''_d — сверхпереходное сопротивление синхронного электродвигателя, о.е; $S_{ном.сд}$ — номинальная мощность синхронного электродвигателя, МВ·А

Определим эквивалентное сопротивление до точки КЗ₁:

					БР-140400.62 071108085.000 ПЗ	Лист
Из	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		39

$$\Sigma X_1 = x_1 + x_2 + x_4 + x_8 = 0 + 2,69 + 0 + 2,96 = 5,65 \quad (6.16)$$

Так как условие $\Sigma r_1 \leq \frac{\Sigma X_1}{3}$ не выполняется ($\Sigma r_1 = r_8 = 3,12 \leq 5,65/3$) для точки КЗ₁ то при расчете будем учитывать полное сопротивление.

Определим эквивалентное сопротивление до точки КЗ₂ отдельно определяем эквивалентное сопротивление от системы и от синхронного электродвигателя:

$$\Sigma X_{2c} = \Sigma X_1 + x_{10} = 5,65 + 18,75 = 24,4 \quad (6.17)$$

$$\Sigma X_{2cd} = x_{16} + x_{18} = 1,15 + 160 = 161,15 \quad (6.18)$$

Условие $\Sigma r_2 \leq \frac{\Sigma X_2}{3}$ выполняется активное сопротивление не учитываем.

Находим эквивалентное сопротивление от источников питания, коэффициенты распределения и результирующие сопротивления до точки КЗ₃ по выражениям:

$$\Sigma X_2 = \frac{\Sigma X_{2c} \cdot \Sigma X_{2cd}}{\Sigma X_{2c} + \Sigma X_{2cd}} = \frac{24,4 \cdot 161,15}{24,4 + 161,15} = 21,19 \quad (6.19)$$

$$K_{p1} = \frac{\Sigma X_2}{\Sigma X_{2c}} = \frac{21,19}{24,4} = 0,868 \quad (6.20)$$

$$K_{p2} = \frac{\Sigma X_2}{\Sigma X_{2cd}} = \frac{21,19}{161,15} = 0,13 \quad (6.21)$$

$$\Sigma X_3 = \Sigma X_2 + x_{12} = 21,19 + 0,051 = 21,24 \quad (6.22)$$

$$\Sigma X_{3c} = \frac{\Sigma X_3}{K_{p1}} = \frac{21,24}{0,868} = 24,47 \quad (6.23)$$

$$\Sigma X_{3cd} = \frac{\Sigma X_3}{K_{p2}} = \frac{21,24}{0,13} = 163,38 \quad (6.24)$$

Определим токи короткого замыкания в намеченных точках по выражению (кА):

					БР-140400.62 071108085.000 ПЗ	Лист
Из	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		40

$$I_{ki} = \frac{E}{\Sigma X_i} \cdot I_{6i} \quad (6.25)$$

где I_{6i} — определенный базисный ток для той ступени трансформации на которой определяется ток КЗ, E — эдс источника, ΣX_i — эквивалентное сопротивление для соответствующей точки для точки КЗ₂ используем полное сопротивление.

Тогда согласно выражения (6.25)

$$I_{k1} = \frac{E}{\sqrt{\Sigma X_1^2 + \Sigma r_1^2}} \cdot I_{61} = \frac{1}{\sqrt{5,65^2 + 3,12^2}} \cdot 15,6 = 2,42$$

$$I_{k2c} = \frac{E}{\Sigma X_{2c}} \cdot I_{62} = \frac{1}{24,4} \cdot 54,98 = 2,25$$

$$I_{k2cd} = \frac{E}{\Sigma X_{2cd}} \cdot I_{62} = \frac{1,1}{161,15} \cdot 54,98 = 0,375$$

$$I_{k2} = I_{k2c} + I_{k2cd} = 2,25 + 0,375 = 2,63$$

$$I_{k3c} = \frac{E}{\Sigma X_{3c}} \cdot I_{62} = \frac{1}{24,43} \cdot 54,98 = 2,251$$

$$I_{k3cd} = \frac{E}{\Sigma X_{3cd}} \cdot I_{62} = \frac{1,1}{163,15} \cdot 54,98 = 0,371$$

$$I_{k3} = I_{k3c} + I_{k3cd} = 2,251 + 0,371 = 2,62$$

При расчете тока короткого замыкания в точке КЗ₄ учитываем все сопротивления короткозамкнутой цепи, как индуктивные, так и активные. Кроме того, необходимо учитывать активные сопротивления всех переходных контактов в этой цепи (на шинах, на вводах и выводах аппаратов, разъемные контакты аппаратов и контакт в месте КЗ). Так как достоверных данных о контактах и их переходных сопротивлениях нет то примем рекомендуемые при расчете токов КЗ в сетях, питаемых трансформаторами мощностью до 1600 кВА, равным 0,015 Ом.

					БР-140400.62 071108085.000 ПЗ	Лист
Из	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		41

Расчет токов КЗ на напряжении до 1000 В выполним в именованных единицах. Сопротивление элементов системы электроснабжения высшего напряжения приведем к низшему напряжению по формуле:

$$x_H = \Sigma X_3 \cdot \left(\frac{U_{H.H}}{U_{H.B}} \right)^2 = 2,334 \cdot \left(\frac{0,4}{10,5} \right)^2 = 0,0034 \quad (6.26)$$

где ΣX_3 — сопротивление элемента системы электроснабжения высшего напряжения; x_H — сопротивление элемента системы электроснабжения высшего напряжения, приведенное к низшему напряжению; $U_{H.B}$, $U_{H.H}$ — соответственно номинальные напряжения высшей и низшей ступеней.

Активное и индуктивное сопротивления, мОм, трансформаторов, приведенные к напряжению ступени КЗ, определим из формул:

$$r_{цт} = \frac{\Delta P_K}{S_{H.T}} \cdot \frac{U_H^2}{S_{H.T}} = \frac{5,7}{400} \cdot \frac{0,4^2}{400} \cdot 10^6 = 5,7 \quad (6.27)$$

$$x_{цт} = \sqrt{\left(\frac{u_K \%}{100} \right)^2 - \left(\frac{\Delta P_K}{S_{H.T}} \right)^2} \cdot \frac{U_H^2}{S_{H.T}} \cdot 10^6 = \sqrt{\left(\frac{6}{100} \right)^2 - \left(\frac{5,7}{400} \right)^2} \cdot \frac{0,4^2}{400} \cdot 10^6 = 23,13 \quad (6.28)$$

где ΔP_K — мощность потерь КЗ трансформатора, кВт; U_H — номинальное линейное напряжение обмотки низкого напряжения, кВ; $S_{H.T}$ — номинальная мощность трансформатора, кВ·А; u_K — напряжение КЗ трансформатора, %.

Рассчитываем суммарное реактивное сопротивление, мОм, до точки КЗ₄.

$$\Sigma X_4 = x_H + x_{цт} = 3,4 + 23,13 = 26,53 \quad (6.29)$$

Суммарное активное сопротивление, мОм, кроме сопротивления цехового трансформатора, должно учитывать переходные сопротивления контактов. Для этого вводим в расчет добавочное сопротивление, которое на шинах подстанции составляет 15 мОм:

$$\Sigma r_5 = r_{цт} + r_d = 5,7 + 15 = 20,7 \quad (6.30)$$

Определяем ток (кА) короткого замыкания в точке КЗ₄:

					БР-140400.62 071108085.000 ПЗ	Лист
Из	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		42

$$I_{к4} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{\Sigma X_4^2 + \Sigma r_4^2}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{26,53^2 + 20,7^2}} = 6,86 \quad (6.31)$$

Определим ударный ток, для чего необходимо найти суммарное активное сопротивление схемы до точки КЗ. Соотношение х/г примем следующие:
Трансформаторы: 40

Определим значение активного сопротивления для трансформаторов:
Для трансформатора Т₁

$$r_2 = \frac{x_2}{40} = \frac{2,69}{40} = 0,067$$

$$r_4 = \frac{x_4}{40} = \frac{0}{40} = 0$$

Для трансформатора Т₄

$$r_{10} = \frac{x_{10}}{40} = \frac{18,75}{40} = 0,47$$

Постоянную затухания апериодической составляющей Т_а определим по выражению:

$$T_{ai} = \frac{\Sigma X_i}{\omega \cdot \Sigma r_i} \quad (6.32)$$

где ΣX_i и Σr_i — суммарное индуктивное и активное сопротивление системы до точки кз, соответственно.

Определяем ударный ток (кА) в точке КЗ₁. Определим постоянную затухания апериодической составляющей по (6.32). Находим ударный коэффициент по справочным данным (кривой)[11].:

Определяем ударный ток (кА) в точке КЗ₁:

$$T_{a1} = \frac{\Sigma X_1}{\omega \cdot \Sigma r_1} = \frac{5,65}{314 \cdot (0,067 + 3,12)} = 0,0056; \quad K_{уд1} = 1,18 \quad (6.33)$$

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot I_{к1} \cdot K_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 2,42 \cdot 1,18 = 4,04$$

					БР-140400.62 071108085.000 ПЗ	Лист
Из	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		43

Определяем ударный ток (кА) в точке КЗ₂:

$$T_{a2} = \frac{\Sigma X_2}{\omega \cdot \Sigma r_2} = \frac{21,19}{314 \cdot 2,138} = 0,0315; K_{уд2} = 1,73$$

$$i_{уд2} = \sqrt{2} \cdot I_{к2} \cdot K_{уд2} = \sqrt{2} \cdot 2,63 \cdot 1,73 = 6,43 \quad (6.34)$$

Определяем ударный ток (кА) в точке КЗ₃. Находим ударный коэффициент

по кривой [11] в зависимости от отношения $x\Sigma / r\Sigma$:

$$T_{a3} = \frac{\Sigma X_3}{\omega \cdot \Sigma r_3} = \frac{21,21}{314 \cdot (2,138 + 0,2)} = 0,0289; K_{уд3} = 1,7$$

$$i_{уд3} = \sqrt{2} \cdot I_{к3} \cdot K_{уд3} = \sqrt{2} \cdot 2,62 \cdot 1,7 = 6,3 \quad (6.35)$$

Определяем ударный ток (кА) в точке КЗ₄. Находим ударный коэффициент по кривой [11] в зависимости от отношения $x\Sigma / r\Sigma$:

$$T_{a4} = \frac{\Sigma X_4}{\omega \cdot \Sigma r_4} = \frac{26,53}{314 \cdot 20,7} = 0,004; K_{уд2} = 1,08$$

$$i_{уд4} = \sqrt{2} \cdot I_{к4} \cdot K_{уд4} = \sqrt{2} \cdot 6,86 \cdot 1,08 = 10,48 \quad (6.36)$$

Определим тепловой импульс по выражению:

$$W_k = I_{по}^2 \cdot (t_{пв} + t_{рз}) \quad (6.37)$$

где $I_{по}$ — ток короткого замыкания, кА; $t_{пв}$ — собственное время отключения выключателя каталожные данные, с; $t_{рз}$ — время действия релейных защит, 0,01.

Для напряжения 35 кВ предварительно был выбран выключатель ВГТ 35-50/3150У1 элегазовый, с собственным временем отключения $t_{св} = 0,04$ с, и полным временем отключения $t_{пв} = 0,06$ с. Для класса напряжения 10 кВ выбираем выключатель вакуумный типа ВВ-TEL 10/1000. Собственное время отключения $t_{св} = 0,015$ с, полное время отключения $t_{пв} = 0,025$ с. Для класса напряжения 0,4 кВ принимаем автоматический выключатель ВА 53-41 с электроприводом. Собственное время отключения $t_{св} = 0,04$ с, полное время отключения $t_{пв} = 0,04$ с.

					БР-140400.62 071108085.000 ПЗ	Лист
Из	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		44

Согласно выражений (6.37), тепловой импульс тока короткого замыкания.

$$W_{к1} = I_{по}^2 \cdot (t_{пв} + t_{рз}) = 2,42^2 \cdot (0,06 + 0,1) = 0,937$$

$$W_{к2} = I_{по}^2 \cdot (t_{пв} + t_{рз}) = 2,63^2 \cdot (0,025 + 0,1) = 0,865$$

$$W_{к3} = I_{по}^2 \cdot (t_{пв} + t_{рз}) = 2,62^2 \cdot (0,025 + 0,1) = 0,858$$

$$W_{к4} = I_{по}^2 \cdot (t_{пв} + t_{рз}) = 6,86^2 \cdot (0,04 + 0,1) = 23,53$$

Полученные данные по токам короткого замыкания для удобства сведем таблицу 13.

Таблица 13. Данные расчета токов КЗ.

Точка КЗ	$I_{пт}$, кА	$I_{по}$, кА	$i_{уд}$, кА	$W_{к}$, кА ² с
КЗ ₁	2,42	2,42	4,04	0,937
КЗ ₂	2,63	2,63	6,43	0,865
КЗ ₃	2,62	2,62	6,3	0,858
КЗ ₄	6,86	6,86	10,48	23,53

7. Выбор высоковольтного оборудования ГПП.

Работа электрических аппаратов без повреждений может быть обеспечена только при правильном выборе их по условиям работы в длительном режиме при максимальной нагрузке и в режиме короткого замыкания в сети. Электрические аппараты необходимо выбирать по каталогам, исходя из условий нормального режима. Выбранные аппараты затем следует проверить по режиму максимальных токов КЗ для точек, где предполагается установка того или иного аппарата.

Условия выбора коммутационных аппаратов:

- По напряжению установки, $U_{уст} \leq U_{ном}$;
- По длительному максимальному току, $I_{раб.мах} \leq I_{ном}$;
- По току отключения $I_{пт} \leq I_{откл}$;
- По термической стойкости $W_{к} \leq I_t^2 \cdot t$;
- По полному току отключения $\sqrt{2} \cdot I_{пт} + i_{ат} \leq \sqrt{2} \cdot I_{откл} \cdot \left(1 + \frac{\beta_H}{100}\right)$

где $U_{уст}$ — напряжение сети, где предполагается установка выключателя; $U_{ном}$ — номинальное напряжение выключателя (по каталогу); $I_{раб.мах}$ — максимальный рабочий ток; $I_{ном}$ — номинальный ток выключателя (по каталогу);

					БР-140400.62 071108085.000 ПЗ	Лист
Из	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		45

$I_{пт}$ — действующее значение периодической составляющей тока КЗ в момент t начала расхождения дугогасительных контактов; $I_{откл.ном}$ — номинальный ток отключения выключателя (по каталогу); B_k — тепловой импульс по расчету; I_t — допустимый ток термической стойкости выключателя (по каталогу); t_t — время термической стойкости выключателя при протекании тока I_t .

Рабочий максимальный ток сети с двумя параллельно работающими трансформаторами можно определить с учетом допустимой перегрузки трансформатора на 40 % при отключении одного из трансформаторов:

$$I_{\max.раб} = 1,4 \cdot I_{ном} = 1,4 \cdot \frac{S_{н.т}}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (7.1)$$

где $I_{ном}$ — номинальный рабочий ток трансформатора, кА; $S_{н.т}$ — номинальная мощность трансформатора, мВ·А; U_n — номинальное напряжение, кВ.

Рабочий максимальный ток сети с двумя параллельно работающими линиями определяется с учетом возможности передать всю мощность по одной линии при отключении другой:

$$I_{\max.раб} = 2 \cdot I_{ном} = \frac{S_p}{n \cdot \sqrt{3} \cdot 35} \quad (7.2)$$

где $I_{ном}$ — номинальный рабочий ток линии, кА; S_p — расчетная мощность нагрузки передаваемая по линии, мВ·А; U_n — номинальное напряжение, кВ.

Определим максимальные рабочие токи для класса напряжения 35 кВ.

$$I_{\max.раб} = 1,4 \cdot I_{ном} = 1,4 \cdot \frac{S_{н.т}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = 1,4 \cdot \frac{4}{\sqrt{3} \cdot 35} \cdot 10^3 = 92,4$$

Максимальный ток линии равен 131,52 А. В дальнейшем для выбора выключателей примем ток линии как наибольший из возможных.

Для напряжения 35 кВ принимаем выключатель элегазовый ВГТ 35-50/3150У1, номинальным напряжением $U_{нв} = 35$ кВ, номинальный ток $I_{нв} = 3150$ А, номинальный ток отключения $I_{откл.н} = 50$ кА. Выключатель предназначен для выполнения коммутационных операций, а также циклов АПВ при заданных условиях в нормальных и аварийных режимах в сети. Рабочий диапазон температуры $+40 \div -55^\circ\text{C}$. Выключатель соответствует требованиям ГОСТ Р 52565 «Выключатели переменного тока на напряжения от 3 до 750 кВ. Общие технические

					БР-140400.62 071108085.000 ПЗ	Лист
Из	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		46

условия.»

Разъединитель горизонтально поворотный типа РГ 35-II/1000- УХЛ2.

Определим максимальные рабочие токи для класса напряжения 10 кВ.

$$I_{\text{max.раб}} = 1,4 \cdot I_{\text{ном}} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{н.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} = 1,4 \cdot \frac{4}{\sqrt{3} \cdot 10} \cdot 10^3 = 323,3$$

Для напряжения 10 кВ на ГПП принимаем ячейки КРУ «Классика» D-12P производства ЗАО «ГК» «Таврида Электрик» электротехнический завод «ВЕКТОР». Шкафы КРУ комплектуются силовыми вакуумными выключателями типа ВВ-TEL 10/1000

Определим максимальные рабочие токи для класса напряжения 0,4 кВ.

$$I_{\text{max.раб}} = 1,4 \cdot I_{\text{ном}} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{н.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} = 1,4 \cdot \frac{0,4}{\sqrt{3} \cdot 0,4} \cdot 10^3 = 808,8$$

В качестве цеховых трансформаторных пунктов выбираем комплектные трансформаторные подстанции чебоксарского завода электрооборудования. КТПв комплектуются вводными автоматическими выключателями типа ВА 53-41 с электромагнитным приводом.

Номинальные данные выбранного оборудования и расчетные данные приведены в таблице 14.

Таблица 14. Технические характеристики электрооборудования.

Условия выбора	ОРУ 35 кВ			Ячейка «Классика» D-12P			КТПв 10/0,4		
	Расчет. данные	Выключатель	Разъединитель	Расчет. данные	Выключатель	Разъединитель	Расчет. данные	Выключатель	Разъединитель
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$, кВ.	35	35/40,5	35/40,5	10	10/12	–	0,4	0,66	–
$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ном}}$, А.	131,52	3150	1000	323,3	1000	–	808,8	1000	–
$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{откл}}$, кА.	2,42	50	–	2,63	31,5	–	6,86	35	–
$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{мах.доп}}$, кА.	4,04	50	20	6,43	81	–	10,48	35	–
$V_{\text{к}} \leq I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}}$, кА ² ·с.	0,937	7500	1200	0,865	2977	–	23,53	3675	–

8. Выбор измерительных трансформаторов.

Контроль над режимами работы основного и вспомогательного оборудования на подстанции осуществляется с помощью контрольно-измерительных приборов.

					БР-140400.62 071108085.000 ПЗ	Лист
Из	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		47

Эти приборы относятся к вторичным цепям и связаны с первичными цепями по средством измерительных трансформаторов тока и напряжения.

Выбор трансформаторов тока в распределительном устройстве 35 кВ.

Трансформаторы тока должны удовлетворять следующим условиям:

- По напряжению установки $U_{уст} \leq U_{ном}$;
- По максимальному току $I_{раб.мах} \leq I_{ном}$;
- По термической стойкости $B_k \leq I_t^2 \cdot t_t$;
- По вторичной нагрузке $Z_2 \leq Z_{2 ном}$;
- По классу точности.

Выбираем трансформаторы тока типа ТРГ 35 УХЛ 1 0,5/1/10/10Р. Количество вторичных обмоток четыре, две учет и измерения две цепи сигнализации и релейных защит. Трансформатор предназначен для эксплуатации в температурном диапазоне от +40 до -55 С⁰.

Для проверки ТТ по вторичной нагрузке, пользуясь каталожными данными приборов, определим нагрузку по фазам. Данные сведем в таблицу 15.

Таблица 15. Каталожные данные приборов.

Прибор	Тип	Класс точности	Нагрузка фазы, ВА		
			А	В	С
Амперметр	Э350	1,5	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	Д365	1,5	0,5	—	0,5
Варметр	Д365	1,5	0,5	—	0,5
Счетчик активной энергии	ЦЭ6822	1,0	2,5		2,5
Счетчик реактивной энергии	ЦЭ6811	1,0	2,5		2,5
Итого			6,5	0,5	6,5

Исходя из данных приведенных в таблице 15 видно, что наиболее загружен ТТ фазы А и С. Общее сопротивление приборов $r_{приб}, Ом$, определяется как:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_{ном2}^2} = \frac{6,5}{5^2} = 0,26 \quad (8.1)$$

где $S_{приб}$ — суммарная мощность, потребляемая приборами, В·А; $I_{ном2}$ — номинальный ток приборов, А.

Сопротивление контактов примем $r_k = 0,05 Ом$.

Тогда допустимое сопротивление проводов $r_{пр}, Ом$, определим по выражению:

$$r_{\text{пр}} = r_{\text{ном2}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = 1,2 - 0,26 - 0,05 = 0,89 \quad (8.2)$$

где $r_{\text{ном2}}$ — номинальное вторичное сопротивление трансформатора тока, Ом; $r_{\text{приб}}$ — общее сопротивление приборов, Ом; $r_{\text{к}}$ — переходное сопротивление контактов, Ом;

Ориентировочная длина контрольного кабеля с алюминиевыми жилами для 35/10 кВ $L = 50$ метров. Удельное сопротивление алюминия $\rho = 0,027 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}$. На напряжение 35 кВ ТТ соединены в полную звезду и $L_{\text{расч.}} = L$, тогда сечение контрольного кабеля равно, мм^2 :

$$F = \frac{\rho \cdot L_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,027 \cdot 50}{0,89} = 1,51 \quad (8.3)$$

Примем контрольный кабель АКВРГ с жилами сечением 4,0 мм^2 согласно ПУЭ. И зная сечение, определим реальное сопротивление провода, Ом:

$$r'_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot L_{\text{расч}}}{F} = \frac{0,027 \cdot 50}{4} = 0,34 \quad (8.4)$$

Следовательно, реальная вторичная нагрузка трансформатора тока равна:

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{к}} + r'_{\text{пр}} = 0,26 + 0,05 + 0,34 = 0,65 \quad (8.5)$$

Полученные данные сведем в таблицу 16:

Таблица 16. Параметры выбора ТТТРГ 35.

Условия выбора	Расчетные величины	Каталожные данные ТРГ 35
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$, кВ	35	35/40,5
$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ном}}$, кА	131,52	1000
$B_{\text{к}} \leq I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}}$, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	0,937	1600
$r_2 \leq r_{\text{ном2}}$, Ом	0,65	1,2
Класс точности	0,5	0,5/1/10/10Р

На напряжение 10 кВ выбираем трансформаторы тока ТШЛ-СЭЩ 10 класс точности 0,5, конструктивно выполнено до пяти вторичных обмоток две для учета и измерений, три для цепей сигнализации и защит с классом точности 10Р. Для проверки ТТ по вторичной нагрузке, пользуясь каталожными данными приборов, определим нагрузку по фазам. Данные сведем в таблицу 17.

Таблица 17. Каталожные данные приборов.

Прибор	Тип	Класс точности	Нагрузка фазы, ВА		
			А	В	С
Амперметр	Э350	1,5	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	Д365	1,5	0,5	—	0,5
Счетчик активной энергии	ЦЭ6822	1,0	2,5		2,5
Счетчик реактивной энергии	ЦЭ6811	1,0	2,5		2,5
Итого			6,0	0,5	6,0

Исходя из данных приведенных в таблице 17 видно, что наиболее загружен ТТ фазы А и С. Общее сопротивление приборов $r_{\text{приб}}$, Ом, определяется согласно (8.1) как:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{\text{ном2}}^2} = \frac{6,0}{5^2} = 0,24$$

где $S_{\text{приб}}$ — суммарная мощность, потребляемая приборами, В·А; $I_{\text{ном2}}$ — номинальный ток приборов, А.

Сопротивление контактов примем $r_{\text{к}} = 0,05$ Ом.

Тогда допустимое сопротивление проводов $r_{\text{пр}}$, Ом, определим по (8.2):

$$r_{\text{пр}} = r_{\text{ном2}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = 0,4 - 0,24 - 0,05 = 0,11$$

Ориентировочная длина контрольного кабеля с алюминиевыми жилами для 35/10 кВ $L = 50$ метров. Удельное сопротивление алюминия $\rho = 0,027 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}$. На напряжение 10 кВ ТТ соединены в полную звезду и $L_{\text{расч.}} = L$, тогда сечение контрольного кабеля равно, мм^2 :

$$F = \frac{\rho \cdot L_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,027 \cdot 50}{0,11} = 12,27$$

Примем три контрольных кабеля АКВРГ с жилами сечением 6,0 мм^2 согласно ПУЭ. И зная сечение, определим реальное сопротивление провода, Ом:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot L_{\text{расч}}}{F} = \frac{0,027 \cdot 50}{18} = 0,075$$

Следовательно, реальная вторичная нагрузка трансформатора тока равна:

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_k + r'_{\text{пр}} = 0,26 + 0,05 + 0,075 = 0,385$$

Полученные данные сведем в таблицу 18:

Таблица 18. Параметры выбора ТТШЛ-СЭЩ 10.

Условия выбора	Расчетные величины	Каталожные данные ТШЛ-СЭЩ 10
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$, кВ	10	10/12
$I_{\text{раб.мак}} \leq I_{\text{ном}}$, кА	323,3	1000
$B_k \leq I_t^2 \cdot t_t$, кА ² ·с	0,865	4800
$r_2 \leq r_{\text{ном2}}$, Ом	0,385	0,4
Класс точности	0,5	0,5/0,5/5/5/10P

9. Выбор трансформаторов напряжения.

Условия выбора трансформатора напряжения (ТН):

- По напряжению установки $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$;
- По вторичной нагрузке $S_2 \leq S_{\text{ном2}}$.

Приборы, подключаемые к ТН на высоком напряжении, примем по [8,12]. К установке выбираем трансформатор напряжения ЗНОМ 35 УХЛ1.

Расчетные нагрузки измерительного трансформатора напряжения на стороне высшего напряжения проектируемой подстанции приведены в таблице 19.

Таблица 19. Каталожные данные приборов.

Прибор	Тип	$S_{\text{обм.}}$, В·А	$n_{\text{обм.}}$	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	$n_{\text{приб.}}$	P, Вт	Q, Вар
Вольтметр, 3 шт	Э350	3	1	1	0	1	9	—
Ваттметр, 1 шт	Д335	1,5	2	1	0	1	1,5	—
Варметр, 1 шт	Д335	1,5	2	1	0	1	1,5	—
Счетчик Wh, 1 шт	ЦЭ682 2	5	1	0,38	0,925	1	1,9	4,6
Счетчик var, 1 шт	ЦЭ681 1	5	1	0,38	0,925	1	1,9	4,6
Вольтметр рег.	Н393	10	1	1	0	1	10	—
Частотомер	Н393	7	1	1	0	1	7	—
Итого:							32,8	9,12

Определим мощность приборов S_2 , В·А, подключаемых к ТН:

$$S_2 = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{32,8^2 + 9,12^2} = 34,04 \quad (9.1)$$

где P — активная мощность подключаемых приборов, Вт; Q — реактивная мощность подключаемых приборов, вар.

Расчетные и каталожные данные трансформатора напряжения приведены в таблице 20.

Таблица 20. Каталожные данные ЗНОМ 35-66 УХЛ1..

Условия выбора	Расчетные величины	Каталожные данные
$U_{уст} \leq U_{ном}, \text{кВ}$	35	35
$S_2 \leq S_{2ном}, \text{ВА}$	34,04	До 1200

На напряжение 10 кВ выбираем трансформаторы напряжения ЗНОЛ.

Таблица 21. Каталожные данные приборов.

Прибор	Тип	$S_{обм.}, \text{В} \cdot \text{А}$	$n_{обм.}$	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	$n_{приб.}$	$P, \text{Вт}$	$Q, \text{Вар}$
Вольтметр, 3 шт	Э350	3	1	1	0	1	9	—
Ваттметр, 3 шт	Д335	1,5	2	1	0	1	9	—
Варметр, 3 шт	Д335	1,5	2	1	0	1	9	—
Счетчик Wh, 16 шт	ЦЭ682 2	5	1	0,38	0,925	1	30,4	73,6
Счетчик var, 16 шт	ЦЭ681 1	5	1	0,38	0,925	1	30,4	73,6
Вольтметр рег.	Н393	10	1	1	0	1	10	—
Частотомер	Н393	7	1	1	0	1	7	—
Итого:							104,8	147,2

Определим мощность приборов $S_2, \text{В} \cdot \text{А}$, подключаемых к ТН:

$$S_2 = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{104,8^2 + 147,2^2} = 180,69 \quad (9.1)$$

Расчетные и каталожные данные трансформатора напряжения приведены в таблице 22.

Таблица 22. Каталожные данные ЗНОЛ.06-10УЗ(ТЗ).

Условия выбора	Расчетные величины	Каталожные данные
$U_{уст} \leq U_{ном}, \text{кВ}$	10	$11/\sqrt{3}$
$S_2 \leq S_{2ном}, \text{ВА}$	180,69	До 630

10. Выбор сборных шин и ошиновки ГПП.

Сборные шины и ошиновку выбираем в пределах ОРУ 35 кВ по длительно допустимому максимальному рабочему току.

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{доп}}, I_{\text{раб.мах}} = 131,52 \text{ А}$$

По [13] выбираем жесткую ошиновку для ОРУ 35 кВ со следующими параметрами:

$$I_{\text{доп}} = 1000 \text{ А};$$

$$D_{\text{тр}} = 80 \times 3;$$

$$S = 726 \text{ мм}^2$$

Жесткая ошиновка должна проверяться на термическое действие.

Чаще всего проводники проверяют на термическую стойкость по минимальной площади сечения выбранного проводника:

$$S_{\text{мин}} \geq \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C} \quad (10.1)$$

где $B_{\text{к}}$ — тепловой импульс, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$; C — коэффициент, принимаемый для алюминиевых шин равным 91.

Тогда условие запишется в виде:

$$S_{\text{мин}} \leq S_{\text{расч}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C} \leq S_{\text{расч}} = \frac{\sqrt{937000}}{91} \leq 726 = 10,63 \leq 726$$

где $S_{\text{расч}}$ — площадь сечения принятых шин [13].

Проверка на электродинамическую устойчивость сводится к механическому расчету жестких шин.

Шина динамически устойчива, если

$$\sigma_{\text{расч}} \leq \sigma_{\text{доп}} \quad (10.2)$$

где $\sigma_{\text{расч}}$, $\sigma_{\text{доп}}$ — расчетное и допустимое напряжение в материале шин, МПа (для алюминия $\sigma_{\text{доп}} = 85$ МПа, для алюминиевых сплавов $\sigma_{\text{доп}} = 42-140$ МПа в зависимости от марки сплава [14])

Напряжение в материале шины, возникающее при воздействии момента, МПа,:

					БР-140400.62 071108085.000 ПЗ	Лист
Из	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		53

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-3} \cdot \frac{i_{\text{уд}}^2 \cdot l^2}{a \cdot W} \quad (10.3)$$

где W – момент сопротивления шины, см, который зависит от размеров, формы сечения и взаимного расположения шин; $i_{\text{уд}}$ – ударный ток, А; a – расстояние между осями смежных фаз, м равное 1,09; l – расстояние между опорами шины, м равное 3,5.

Определим W по [14].

$$W = 0,1 \cdot \frac{D^4 - d^4}{D} = 0,1 \cdot \frac{80^4 - 74^4}{80} = 13720 \quad (10.4)$$

где D и d – наружный и внутренний диаметры шины соответственно. Тогда подставляя в выражение 10.2 значение 10.3 получим, МПа:

$$\sqrt{3} \cdot 10^{-3} \cdot \frac{i_{\text{уд}}^2 \cdot l^2}{a \cdot W} \leq \sigma_{\text{доп}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-3} \cdot \frac{2420^2 \cdot 3,5^2}{1,09 \cdot 13720} \leq 85 = 8,3 \leq 85$$

Выбор изоляторов опорных на 35 кВ.

Изоляторы выбирают по номинальному напряжению

- $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$ номинальному напряжению
- $F_{\text{расч}} < F_{\text{доп}}$ допустимой механической нагрузке

где $F_{\text{расч}}$ – сила, действующая на изолятор; $F_{\text{доп}}$ – допустимая нагрузка на головку изолятора.

Предварительно принимаем изолятор опорный марки ОСК 5-35 А-4 УХЛ1 на номинальное напряжение 35 кВ, длительно допустимое напряжение 40,5 кВ

Величина допустимой нагрузки, Н:

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot F_{\text{разр}} = 0,6 \cdot 5 = 3 \text{ кН} \quad (10.5)$$

где $F_{\text{разр}}$ – разрушающая нагрузка при действии на изгиб, Н и равна 5 кН.

Расчетная нагрузка, Н:

					БР-140400.62 071108085.000 ПЗ	Лист
Из	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		54

$$F_{\text{расч}} = f_{\text{ф}} \cdot 1 \cdot k_n = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{\text{уд}}^2}{a} \cdot 1 \cdot 10^{-7} = \sqrt{3} \cdot \frac{2420^2}{1,09} \cdot 3,5 \cdot 10^{-7} = 32,53 \quad (10.6)$$

Тогда

$$F_{\text{расч}} < F_{\text{доп}} = 32,53 \text{ Н} < 3 \text{ кН}$$

Сборные шины и ошиновку выбираем в пределах РУ 10 кВ по длительно допустимому максимальному рабочему току.

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{доп}}, I_{\text{раб.мах}} = 323,3 \text{ А}$$

Выбираем жесткую ошиновку для ЗРУ 10 кВ со следующими параметрами:

$$I_{\text{доп}} = 870 \text{ А};$$

$$h \times b = 60 \times 6;$$

$$S = 360 \text{ мм}^2$$

Жесткая ошиновка должна проверяться на термическое действие.

Чаще всего проводники проверяют на термическую стойкость по минимальной площади сечения выбранного проводника согласно выражения (10.1):

$$S_{\text{мин}} \leq S_{\text{расч}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} \leq S_{\text{расч}} = \frac{\sqrt{865000}}{91} \leq 360 = 10,22 \leq 360$$

где B_k – тепловой импульс, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$; C – коэффициент, принимаемый для алюминиевых шин равным 91, $S_{\text{расч}}$ – площадь сечения принятых шин.

Проверка на электродинамическую устойчивость сводится к механическому расчету жестких шин.

Проведем проверку на динамическую устойчивость по условию (10.2).

Напряжение в материале шины, возникающее при воздействии момента, МПа,:

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-3} \cdot \frac{i_{\text{уд}}^2 \cdot l^2}{a \cdot W}$$

где W – момент сопротивления шины, см, который зависит от размеров, формы сечения и взаимного расположения шин; $i_{\text{уд}}$ – ударный ток, А; a – расстояние между осями смежных фаз, м равно 0,13; l – расстояние между опорами шины, м равно 0,6.

Определим W по [13].

					БР-140400.62 071108085.000 ПЗ	Лист
Из	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		55

$$W=0,167 \cdot b \cdot h^2=0,167 \cdot 6 \cdot 60^2=3607$$

Тогда подставляя в полученные данные получим, МПа:

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-3} \cdot \frac{i_{\text{уд}}^2 \cdot l^2}{a \cdot W} = \sqrt{3} \cdot 10^{-3} \cdot \frac{6430^2 \cdot 0,6^2}{0,13 \cdot 3607} = 54,98 \leq 85$$

Выбор изоляторов опорных на 10 кВ.

Предварительно принимаем изолятор опорный марки ИОР 10/7,5 на номинальное напряжение 10 кВ, величина грозового импульса 80 кВ

Величина допустимой нагрузки, Н:

$$F_{\text{доп}}=0,6 \cdot F_{\text{разр}}=0,6 \cdot 7,5=4,5 \text{ кН}$$

где $F_{\text{разр}}$ — разрушающая нагрузка при действии на изгиб, Н и равна 7,5 кН. Расчетная нагрузка, Н:

$$F_{\text{расч}}=f_{\phi} \cdot l \cdot k_n = \sqrt{3} \cdot \frac{i_y^2}{a} \cdot l \cdot 10^{-7} = \sqrt{3} \cdot \frac{6430^2}{0,13} \cdot 0,6 \cdot 10^{-7} = 33,05$$

Тогда

$$F_{\text{расч}} < F_{\text{доп}} = 33,05 \text{ Н} < 4,5 \text{ кН}$$

11. Выбор высоковольтного предохранителя.

Предварительно принимаем ПКТ-101-31,5-20 У1

Условия выбора	Расчетные величины	Каталожные данные
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$, кВ	10	10
$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ном}}$, кА	$I_{\text{раб.мах}} = 1,4 \cdot \frac{0,25}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 19,26$	20
$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{откл.ном}}$, кА	2,63	11,56

По данным [5] определяется время плавления плавкой вставки при коротком замыкании на стороне 0,4 кВ (ток КЗ в точке К4 определен выше). Для этого ток $I_{\text{кз4}}$ приводим к напряжению 10 кВ, кА:

					БР-140400.62 071108085.000 ПЗ	Лист
Из	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		56

$$I'_{к34} = I_{к34} \cdot K_T = 4,87 \cdot \frac{0,4}{10,5} = 0,185 \quad (11.1)$$

По току $I'_{к34}$ по ампер-секундной характеристике плавкого предохранителя на 20 А [5] определяем время плавления плавкой вставки $t_B \approx 14$ с. Сравниваем полученное время, с, с временем, вычисленным по формуле:

$$t_B \geq \frac{t_{c3} + \Delta t}{K_{п}} = 0,5 \geq \frac{0,02 + 0,3}{0,9} = 0,5 \geq 0,35 \quad (11.2)$$

где t_B — время плавления плавкой вставки предохранителя при КЗ на стороне 0,4 кВ, с; t_{c3} — полное время срабатывания защиты со стороны 0,4 кВ, с которой осуществляется согласование предохранителя, $t_{c3} = 0,02 \pm 0,01$ с — для электромагнитных расцепителей автоматов с учетом разброса срабатывания; Δt — минимальная ступень селективности, принимается для автоматов — 0,3 с; $K_{п}$ — коэффициент приведения каталожного времени плавления плавкой вставки и времени ее разогрева, $K_{п}$ принимается равным 0,9.

Условие выполняется.

12. Трансформаторы собственных нужд.

Состав потребителей трансформаторов собственных нужд зависит от типа подстанции, мощности силовых трансформаторов на ней, типа электрооборудования и др. Для выбора числа и мощности трансформаторов собственных нужд (ТСН) для подстанции с двумя силовыми трансформаторами типа ТМН-4000/35 определим нагрузку ТСН по [8] данные сведем в таблицу 23.

Таблица 23. Нагрузка трансформаторов собственных нужд.

Вид потребителя	Р, кВт	cosφ	Кол-во	Нагрузка	
				Р, кВт	Q, кВар
Подогрев выключателей ВГБ 35*	0,8	1	2	1,6	—
Освещение ОРУ 35 кВ	10	1	1	10	—
Отопление, освещение ЗРУ 10 кВ совмещенное с ОПУ.	20	1	1	20	—
Итого				31,6	—

Выключатели ВГТ 35 по данным завода изготовителя не требуют дополнительного подогрева. Имеют встроенный подогреватель мощностью 0,8 кВт для

					БР-140400.62 071108085.000 ПЗ	Лист
Из	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		57

исполнения УХЛ 1. Рабочий диапазон температур от+40 до -55 С⁰.

Расчетная мощность трансформаторов собственных нужд:

$$S_p = K_c \cdot \sqrt{P^2 + Q^2} = 0,8 \cdot \sqrt{31,6^2 + 0^2} = 25,28 \quad (12.1)$$

где K_c — коэффициент спроса на нагрузку ТСН; P, Q — суммарные активные и реактивные мощности соответственно.

Для подстанций с двумя установленными трансформаторами количество трансформаторов собственных нужд не меньше двух.

Для подстанций с двумя трансформаторами и с постоянным дежурством персонала условие выбора мощности ТСН:

$$S_{\text{ном.т}} \geq \frac{S_p}{1,4} = \frac{25,28}{1,4} = 18,05 \quad (12.2)$$

Выбираем трансформаторы ТСЗ 25/10.

13. Выбор кабеля.

Выберем кабеля питающие цеховые трансформаторные подстанции. Кабель укладываем в 4 траншеи с расстоянием в свету между отдельными кабелями не более 100 мм, в одной траншеи не более 6 кабелей температурные условия и условия проводимости грунта принимаем номинальными.

Приведем расчет выбора кабеля линии Л1 сернокислотного отделения цех №1 и печное отделение №1. Кабель уложен в траншею в две нитки с расстоянием в свету 100 мм. Применяемый коэффициент к длительно допустимому току равен 0,9.

Кабель выбирают по напряжению:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$$

Сечение кабеля принимаем, учитывая экономическую плотность тока для наиболее тяжелого режима, когда одна из питающих линий отключена, по выражению:

					БР-140400.62 071108085.000 ПЗ	Лист
Из	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		58

$$q_3 = \frac{S_{\text{макс}} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot j_3 \cdot n_k} = \frac{1,2437 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 1,7} = 40,3 \quad (13.1)$$

где $S_{\text{макс}}$ – максимальная передаваемая мощность, МВА; $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение, кВ; j_3 – экономическая плотность тока для Сибири равна 1,7, А/мм²; n_k – число параллельных линий равно 1.

Примем кабель марки ААБ2Л 10 3 × 25

По условию:

$$I_{\text{раб.макс}} \leq K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot I_{\text{дл.доп}}$$

где K_1, K_2, K_3 , — поправочные коэффициенты зависящие от температуры среды (принимается равным 1), от удельной проводимости грунта (принимается равным 1), от количества кабелей проложенных в одной траншее равен 0,92.

для кабеля марки АПВББШВ 3 × 50 по данным ООО «Камский кабель» длительно допустимый ток составляет 166 А и согласно принятых коэффициентов

$$166 \cdot 0,9 = 149,4 \text{ А, тогда:}$$

$$I_{\text{раб.макс}} \leq I_{\text{дл.доп}} = \frac{S_{\text{макс}} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \leq I_{\text{дл.доп}} = \frac{1,2437 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} \leq 149,4 = 68,39 \leq 149,4 \quad (13.2)$$

На термическую стойкость проверим по выражению (10.1)

$$S_{\text{мин}} \leq S_{\text{расч}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} \leq S_{\text{расч}} = \frac{\sqrt{23530000}}{94} \leq 50 = 51 \leq 50$$

где $S_{\text{расч}}$ — сечения принятых кабеля; C — коэффициент, принимаемый для кабеля с алюминиевыми жилами равным 94, [8].

Проверка кабеля на потерю напряжения выполняется с целью определения допустимого значения отклонения напряжения у приемников электроэнергии. При этом может оказаться, что необходимо брать кабель большего сечения, чем это было принято по условиям нормального режима. Допустимое отклонение напряжения 10%.

$$\Delta U = \frac{P_{\text{макс}} \cdot r_0 \cdot l^2 + Q_{\text{макс}} \cdot x_0 \cdot l^2}{U_{\text{ном}}} \quad (13.3)$$

					БР-140400.62 071108085.000 ПЗ	Лист
Из	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		59

$$\Delta U\% = \frac{\Delta U}{U_{\text{НОМ}}} \cdot 100 \quad (13.4)$$

Потери активной мощности в кабельной линии, кВт:

$$\Delta P = 3 \cdot I_p \cdot r_0 \cdot l \cdot 10^{-3} = 3 \cdot \frac{S_{\text{макс}} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot 2} \cdot r_0 \cdot l \cdot 10^{-3} \quad (13.5)$$

Номинальные данные кабеля r_0 — 0,62 Ом/км, x_0 — 0,09 Ом/км.

Тогда согласно выражений (12.3 ÷ 12.5) получим:

$$\Delta U = \frac{P_{\text{макс}} \cdot r_0 \cdot l^2 + Q_{\text{макс}} \cdot x_0 \cdot l^2}{U_{\text{НОМ}}} = \frac{983,3 \cdot 0,62 \cdot 0,0354^2 + 761,4 \cdot 0,09 \cdot 0,0354^2}{10,5} = 0,16 \text{ кВ}$$

$$\Delta U\% = \frac{\Delta U}{U_{\text{НОМ}}} \cdot 100 = \frac{0,16}{10,5} \cdot 100 = 1,65 \%$$

$$\begin{aligned} \Delta P &= 3 \cdot I_p \cdot r_0 \cdot l \cdot 10^{-3} = 3 \cdot \frac{S_{\text{макс}} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot 2} \cdot r_0 \cdot l \cdot 10^{-3} = \\ &= 3 \cdot \frac{1,2437 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 2} \cdot 0,62 \cdot 0,0354 \cdot 10^{-3} = 0,077 \end{aligned}$$

По всем остальным кабельным линиям расчеты производим аналогично и все полученные данные сводим в таблицу 24.

Таблица 24. Выбор сечений кабельных трасс напряжения 10 кВ — 0,4 кВ.

КЛ по плану	Нагрузка, S, кВт·А	Длина линий L, км.	п _к кол. цепей	Ток, I _{расч.макс} , А.	Сечение, q, мм ² .	Ток, I _{дл.доп} , А.	Падение напряж. ΔU, кВ	Падение напряж. ΔU, %	Потери мощности, ΔP, кВт
1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	8.	9.	10.
Кабельные линии 10 кВ									
Л1	1243,7	0,071	2	68,39	50	120,6	0,16	1,55	0,077
Л2	753,7	0,212	2	41,44	50	100,5	0,84	7,99	0,084
Л3	782	0,320	2	43,00	150	184,5	0,94	8,92	0,182
Л4	669,9	0,309	2	36,83	120	163,5	0,73	6,98	0,162
Л5	889,6	0,232	2	48,92	95	144,0	0,67	6,34	0,067
Л6	714,8	0,220	2	39,30	95	144,0	0,46	4,38	0,041
Л7	938	0,138	2	51,58	50	100,5	0,44	4,23	0,085
Л8	1564	0,079	2	86,00	50	120,6	0,20	1,92	0,135
Л9	1250,0	0,205	2	68,73	185	206,2	0,52	4,93	0,242
Л10	829,1	0,030	2	45,59	25	81,9	0,20	1,90	0,028
Л11	207,3	0,030	1	11,41	25	91	0,21	1,99	0,007
Л12	281,9	0,040	2	15,52	25	81,9	0,86	8,20	0,004

Из	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	БР-140400.62 071108085.000 ПЗ	Лист
						60

Продолжение таблицы 24.

1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	8.	9.	10.
Л13	190,0	0,111	2	10,46	25	81,9	0,95	9,07	0,005
Л14	534,5	0,076	1	29,42	50	134	0,86	8,22	0,061
Л15	267,3	0,040	1	14,71	25	91	0,88	8,43	0,016
Л16	463,4	0,040	1	25,51	25	91	0,77	7,29	0,048
Л17	256,8	0,030	1	14,14	25	91	0,77	7,38	0,011
Л18	533,8	0,030	2	29,38	25	81,9	0,69	6,55	0,012
Л19	177,9	0,037	2	9,79	25	81,9	0,70	6,66	0,001
Л20	469,0	0,030	2	25,82	25	81,9	0,46	4,42	0,009
Л21	304,3	0,077	2	16,75	25	81,9	0,54	5,14	0,010
Л22	1042,7	0,044	2	57,40	35	110	0,26	2,48	0,048
Л23	521,3	0,041	2	28,70	25	81,9	0,29	2,81	0,015

Кабельные линии 0,4 кВ

Л24	260,5	0,03	2	376,37	240	646	0,04	10,08	0,205
Л25	260,5	0,03	2	376,37	240	646	0,04	10,08	0,205
Л26	74,6	0,01	1	107,80	70	184	0,01	1,58	0,154
Л27	74,6	0,01	1	107,80	70	184	0,01	1,58	0,154
Л28	170,7	0,026	1	246,63	240	359	0,04	9,87	0,612
Л29	170,7	0,026	1	246,63	240	359	0,04	9,87	0,612
Л30	261,6	0,029	2	377,99	240	646	0,03	8,61	0,200
Л31	261,6	0,032	2	377,99	240	646	0,04	10,48	0,221
Л32	261,6	0,032	2	377,99	240	646	0,04	10,48	0,221

14. Расчет заземляющего устройства ОРУ 35 кВ.

Предварительно произведем расчет для точки К1 необходимо найти еще и периодическую составляющую тока однофазного короткого замыкания. Схема замещения представлена на рисунке 4.

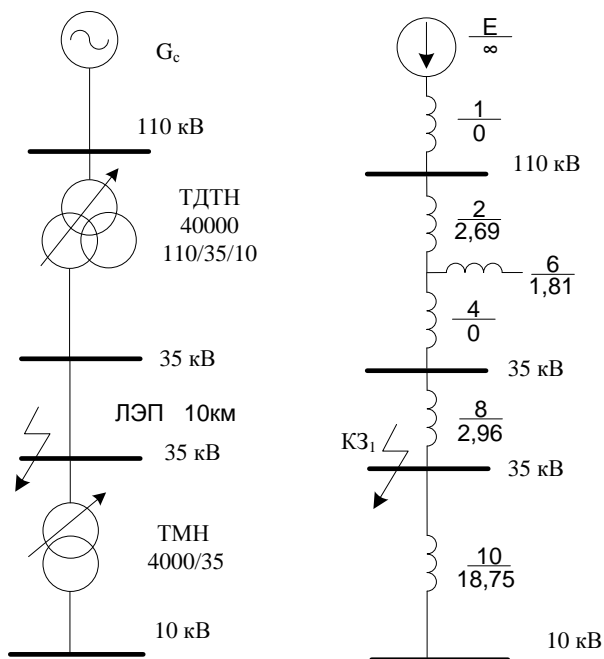


Рисунок 4. Схема замещения нулевой последовательности.

Для системы сопротивление нулевой последовательности равно сопротивлению прямой последовательности.

$$X_1 = X_{01} = 0$$

Сопротивление прямой последовательности для одноцепной линии меньше ее сопротивления нулевой последовательности по справочным данным в 3,5 раз, и для рассматриваемой схемы равно:

$$X_{08} = 3,5 \cdot 2,96 = 10,36$$

Для трансформаторов, как и для системы, сопротивления всех последовательностей чередования фаз равных между собой.

$$X_{02} = x_2 = 2,69$$

$$X_{04} = x_4 = 0$$

$$X_{10} = x_{10} = 18,75$$

Для определения суммарного индуктивного сопротивления нулевой последовательности для схемы, изображенной на рисунке 4, выполним несколько промежуточных операций эквивалентирования:

$$X_{01\Sigma} = X_{01} + X_{02} + X_{04} + X_{08} = 0 + 2,69 + 0 + 10,36 = 13,05 \quad (14.1)$$

$$X_{03\Sigma} = \frac{X_{01\Sigma} \cdot X_{10}}{X_{01\Sigma} + X_{10}} = \frac{13,05 \cdot 18,75}{13,05 + 18,75} = 7,69 \quad (14.2)$$

Для приближенных расчетов примем сопротивление обратной последовательности равным сопротивлению прямой последовательности:

$$X_{2\Sigma} = X_{1\Sigma} = 5,65$$

Определим ток прямой последовательности двойного замыкания на землю:

					БР-140400.62 071108085.000 ПЗ	Лист
Из	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		62

$$I_{KA}^{(1,1)} = \frac{E_{\Sigma}}{X_{1\Sigma} + \frac{X_{2\Sigma} \cdot X_{0\Sigma}}{X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma}}} = \frac{1,0}{5,65 + \frac{5,65 \cdot 7,69}{5,65 + 7,69}} = 0,112 \quad (14.3)$$

где $X_{1\Sigma}$, $X_{2\Sigma}$, $X_{0\Sigma}$ — сопротивление прямой последовательности, обратной последовательности и суммарное индуктивное сопротивление нулевой последовательности.

Переведем относительное значение тока однофазного короткого замыкания в именованные единицы:

$$I_{по}^{(1,1)} = I_{KA}^{(1,1)} \cdot I_{б1} = 0,053 \cdot 15,6 = 1,74 \quad (14.4)$$

где $I_{KA}^{(1,1)}$ — ток прямой последовательности, о.е., $I_{б1}$ — базисный ток соответствующей ступени трансформации, кА.

Фазный ток через составляющую прямой последовательности определится следующим образом:

$$I_{по}^{(1,1)} = \sqrt{3} \cdot I_{KA}^{(1,1)} = \sqrt{3} \cdot 1,74 = 3,02 \quad (14.5)$$

где $I_{KA}^{(1,1)}$ — ток прямой последовательности, кА.

На подстанциях заземляются корпуса электрических машин, трансформаторов, аппаратов, каркасы распределительных щитов, пультов, шкафов, металлические конструкции распределительных устройств, металлические корпуса кабельных муфт, металлические оболочки и броня кабелей, металлические конструкции зданий и сооружений.

В данном случае естественных заземлителей нет.

При расчете заземляющего устройства подстанции определяют:

- требуемое сопротивление растеканию тока с электродов заземляющего устройства подстанции;
- требуемое сопротивление искусственного заземлителя;
- размеры подстанции, схему заземляющего устройства, тип, форму, количество и размещение электродов на участке;
- параметры заземления.

Для обеспечения безопасных значений напряжений прикосновения и шагового в [9] нормируется величина сопротивления заземляющего устройства:

					БР-140400.62 071108085.000 ПЗ	Лист
Из	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		63

а) в установках выше 1 кВ с изолированной нейтралью $R_3 \leq 250/I$ Ом.

Такое нормирование сопротивления приводит к неоправданному перерасходу проводникового материала. Опытэксплуатации РУ выше 1 кВ позволяет нормировать напряжение прикосновения, а затем рассчитывать величину $R_{з.доп}$. Определим расчетную длительность воздействия двойного КЗ.

$$\tau = \tau_{рз} + \tau_{ов} = 0,1 + 0,04 = 0,14 \quad (14.6)$$

где $\tau_{рз}$ — время действия релейной защиты равное 0,1 с; $\tau_{ов}$ — общее время отключения выключателя равное 0,04 с.

С учетом длительности воздействия, по [17] определяем наибольшее допустимое напряжение прикосновения.

$$U_{пр.доп} = 160 \text{ В}$$

В реальных условиях удельное сопротивление грунта неодинаково по глубине. В расчетах многослойный грунт представляется двухслойным: верхний толщиной h с удельным сопротивлением ρ_1 , нижний с удельным сопротивлением ρ_2 . Величины h , ρ_1 , ρ_2 определяются на основе замеров. По [8] принимаем $\rho_2 = 500$ Ом м; $\rho_1 = 60$ Ом м; $h = 2$ м.

Определим коэффициент прикосновения:

$$K_{п} = \frac{M \cdot \beta}{\left(\frac{L_{в} \cdot L_{г}}{a \cdot \sqrt{S}} \right)^{0,45}} \quad (14.7)$$

где M — параметр, зависящий от отношения $\frac{\rho_1}{\rho_2}$ и равен $M = 0,8$ из [8] при

$$\frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{500}{60} = 8,3; \quad S \text{ — площадь РУ занимаемая подстанцией, м}^2, \text{ рисунок 5;}$$

$S = 30,8 \cdot 27,2 = 837,76$; $L_{в}$ — длина вертикальных заземлителей, $L_{в} = 5$ м;

$L_{г}$ — суммарная длина всех горизонтальных заземлителей, определяется по плану подстанции; a — расстояние между вертикальными заземлителями, $a = 10$ м;

β — коэффициент, определяемый по сопротивлению тела человека и сопротивлению растекания тока от ступней и равен:

					БР-140400.62 071108085.000 ПЗ	Лист
Из	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		64

$$\beta = \frac{R_q}{R_q + R_c} = \frac{R_q}{R_q + 1,5 \cdot \rho_1} = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 500} = 0,57 \quad (14.8)$$

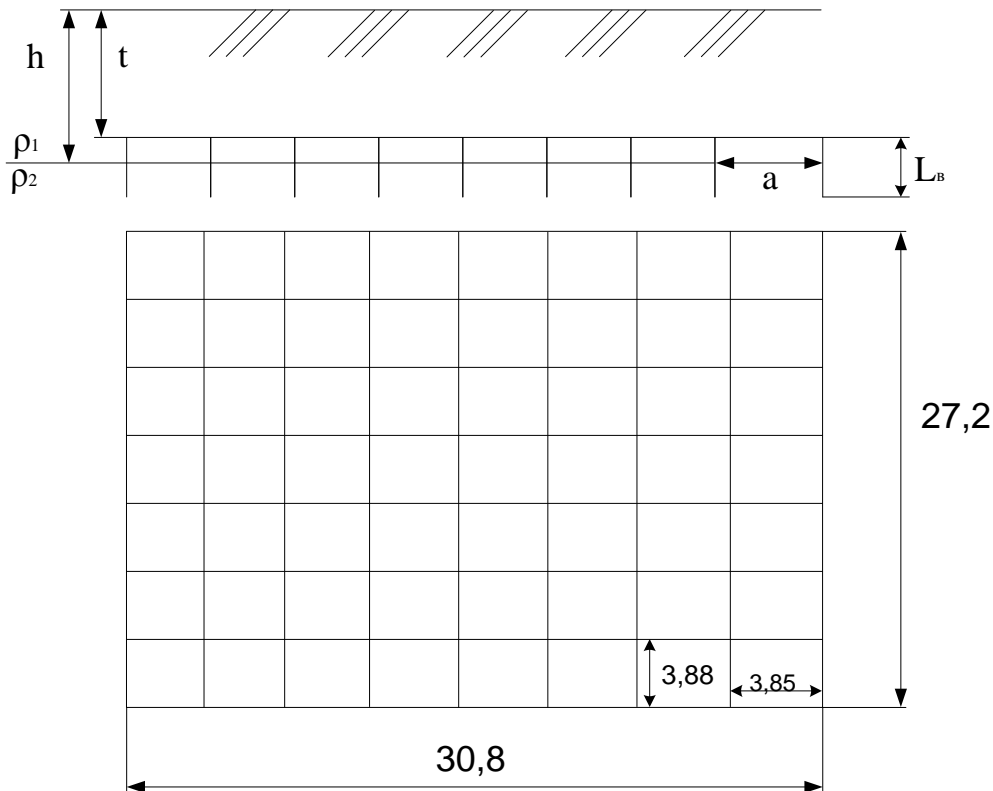


Рисунок 5. Заземляющее устройство подстанции.

Суммарная длина горизонтальных заземлителей:

$$L_r = 8 \cdot 30,8 + 9 \cdot 27,2 = 491,2 \quad (14.9)$$

И тогда коэффициент прикосновения согласно (14.7) равен:

$$K_{\Pi} = \frac{M \cdot \beta}{\left(\frac{L_B \cdot L_r}{a \cdot \sqrt{S}}\right)^{0,45}} = \frac{0,8 \cdot 0,57}{\left(\frac{5 \cdot 491,2}{10 \cdot \sqrt{837,76}}\right)^{0,45}} = 0,174$$

Определим напряжение на заземлителе, В:

$$U_z = \frac{U_{\text{пр.доп}}}{K_{\Pi}} = \frac{160}{0,174} = 919,5 \quad (14.10)$$

Определим значение тока, стекающего с заземлителя при двойном КЗ на землю.

					БР-140400.62 071108085.000 ПЗ	Лист
Из	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		65

$$I_3 = (0,4 \div 0,6) \cdot I_{\text{по}}^{(1.1)} = 0,45 \cdot 3,02 = 1,359 \text{ кА} \quad (14.11)$$

Допустимое сопротивление заземляющего устройства определим по выражению:

$$R_3 \leq \frac{U_3}{I_3} = \frac{919,5}{1359} = 0,676 \text{ Ом} \quad (14.12)$$

где U_3 — напряжение на заземлителе, В; I_3 — ток стекающий с заземлителя, кА.

Для дальнейшего расчета реальное заземляющее устройство подстанции преобразуем в квадратную модель, рисунок 6. Замена производится из условия равенства площадей реального заземляющего устройства и его модели. Длина сторон модели определяется из следующего выражения:

$$\sqrt{S} = \sqrt{30,8 \cdot 27,2} = 28,9 \approx 29 \text{ м} \quad (14.13)$$

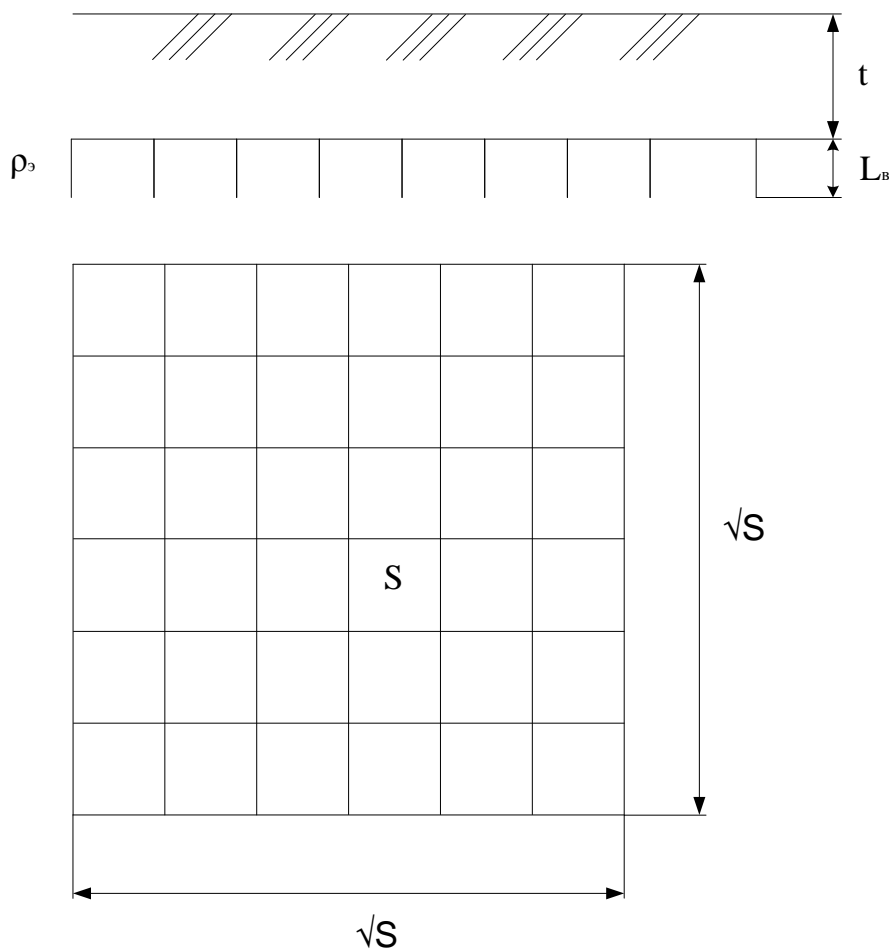


Рисунок 6. Расчетная модель заземляющего устройства подстанции

Определим число ячеек по стороне квадрата:

					БР-140400.62 071108085.000 ПЗ	Лист
Из	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		66

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 = \frac{491,2}{2 \cdot \sqrt{837,76}} - 1 = 7,45 \quad (14.14)$$

где L_{Γ} — суммарная длина всех горизонтальных заземлителей, м; \sqrt{S} — длина сторон квадратной модели, м.

Принимаем $m = 8$.

Суммарная длина всех горизонтальных заземлителей в расчетной модели:

$$L_{\Gamma}^M = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m+1) = 2 \cdot 29 \cdot (8+1) = 522 \quad (14.15)$$

где \sqrt{S} — длина сторон квадратной модели, м; m — число ячеек по стороне квадрата.

Длина сторон ячейки:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{29}{8} = 3,62 \quad (14.16)$$

Число вертикальных заземлителей по периметру контура:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{\frac{a}{L_B} \cdot L_B} = \frac{4 \cdot 29}{\frac{10}{5} \cdot 5} = 11,6 \approx 12 \quad (14.17)$$

где \sqrt{S} — длина сторон квадратной модели, м; L_B — длина вертикальных заземлителей, м; a — расстояние между вертикальными заземлителями, м.

Общая длина вертикальных заземлителей:

$$L_B = L_B \cdot n_B = 5 \cdot 12 = 60 \quad (14.18)$$

где L_B — длина вертикальных заземлителей, м; n_B — число вертикальных заземлителей.

Относительная глубина при $t = 0,7$ м.:

$$\frac{L_B + t}{\sqrt{S}} = \frac{5 + 0,7}{29} = 0,19 \quad (14.19)$$

где L_B — длина вертикальных заземлителей, м; t — глубина залегания горизон-

					БР-140400.62 071108085.000 ПЗ	Лист
Из	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		67

тальных заземлителей, м; \sqrt{S} — длина сторон квадратной модели, м.

Тогда при условии, что $0,1 \leq \frac{L_B+t}{\sqrt{S}} \leq 0,5$ А равен:

$$A = 0,385 - 0,25 \cdot \frac{L_B + t}{\sqrt{S}} = 0,385 - 0,25 \cdot 0,19 = 0,337 \quad (14.20)$$

По [8] для условий:

$$\frac{\rho_1}{\rho_2} = 8,3; \frac{a}{L_B} = 2; \frac{h-t}{L_B} = \frac{2-0,7}{5} = 0,26$$

$$\frac{\rho_3}{\rho_2} = 1,75 = \rho_3 = \rho_2 \cdot 1,75 = 60 \cdot 1,75 = 105 \quad (14.21)$$

Найдем общее сопротивление заземлителя

$$R_3 = A \cdot \frac{\rho_3}{\sqrt{S}} + A \cdot \frac{\rho_3}{L_{\Gamma}^M + L_B} = 0,337 \cdot \frac{105}{29} + 0,337 \cdot \frac{105}{522+60} = 1,281 \quad (14.22)$$

Общее сопротивление заземлителя должно быть меньше допустимого:

$$R_3 \leq R_{3, \text{доп}}; 1,281 \leq 0,676 \quad \text{условие не выполняется}$$

Найдем напряжение прикосновения

$$U_{\text{пр}} = K_{\text{п}} \cdot I_3 \cdot R_3 = 0,174 \cdot 1359 \cdot 1,281 = 303 \text{ В} \quad (14.23)$$

где $K_{\text{п}}$ — коэффициент прикосновения, I_3 — ток стекающий с заземлителя, А; R_3 — общее сопротивление заземлителя, Ом.

Полученное напряжение прикосновения выше предельно допустимого (160В) определенного ранее.

Возможно несколько путей уменьшения напряжения прикосновения это и расширение заземляющего устройства за пределы подстанции, и использование естественных заземлителей, а также подсыпка гравием.

Так как достоверных данных о естественных заземлителях нет то воспользуемся подсыпкой гравием толщиной 0,2 м в рабочих местах.

Удельное сопротивление верхнего слоя в этом случае будет $\rho = 3000 \text{ Ом} \cdot \text{м}$.

					БР-140400.62 071108085.000 ПЗ	Лист
Из	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		68

Тогда по (14.8);

$$\beta' = \frac{R_q}{R_q + R_c} = \frac{R_q}{R_q + 1,5 \cdot \rho_1} = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 3000} = 0,18$$

$$K_{\Pi}' = \frac{M \cdot \beta'}{\left(\frac{L_B \cdot L_T}{a \cdot \sqrt{S}}\right)^{0,45}} = \frac{0,8 \cdot 0,18}{\left(\frac{5 \cdot 491,2}{10 \cdot \sqrt{837,76}}\right)^{0,45}} = 0,055$$

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

По (14.10):

$$U_3 = \frac{U_{\text{пр.доп}}}{K_{\Pi}} = \frac{160}{0,055} = 2909\text{В}$$

По (14.12)

$$R_3 \leq \frac{U_3}{I_3} = \frac{2909}{1359} = 2,14 \text{ Ом}$$

Тогда условие выполняется:

$$R_3 \leq R_{3,\text{доп}} ; 1,281 \leq 2,14$$

Найдем напряжение прикосновения

$$U_{\text{пр}} = K_{\Pi} \cdot I_3 \cdot R_3 = 0,055 \cdot 1359 \cdot 1,281 = 95,74 \text{ В}$$

Что меньше предельно допустимого 160 В.

Заземляющее устройство удовлетворяет всем нормам. Гравийная подсыпка как показывают расчеты является эффективным методом снижения напряжения прикосновения.

15. Расчет молниезащиты ГПП от прямых ударов молнии.

					БР-140400.62 071108085.000 ПЗ	Лист
Из	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		69

От прямых ударов молнии электроустановки защищают стержневыми и тросовыми молниеотводами. Здания с хорошо заземленной металлической крышей не требуют защиты молниеотводами. В ОРУ разрешается установка молниеотводов непосредственно на металлических конструкциях, присоединенных к заземляющему контуру подстанции. Каждый молниеотвод защищает вокруг себя строгоопределенное пространство, вероятность удара молнии в которое практически равна нулю.

В зависимости от типа, количества и взаимного расположения молниеотводов зоны защиты могут иметь самые разнообразные геометрические формы. Расчет молниезащита заключается в определении требуемой высоты и мест установки молниеотводов. Необходимо, чтобы все конструктивные элементы РУ и электроаппараты попадали в зону защиты молниеотводов. Чаще всего защита РУ обеспечивается правильным размещением молниеотводов по углам наибольшего прямоугольника.

Стержневые молниеотводы выполняют в виде вертикальных металлических стержней, возвышающихся над защищаемыми объектами РУ на необходимой высоте.

Согласно главной схеме вычерчиваем план и разрез ячейки распределительного устройства с указанием основных размеров порталов и мест установки молниеотводов.

Выявляем объект требующий защиты от ударов молнии, имеющий наибольшую высоту на ОРУ — $h_x = 8,4\text{м.}$.

Предварительно намечаем установку молниеотводов на крайних порталах ОРУ в указанных точках рисунок 7.

Определим диагональ образованного прямоугольника L :

$$L = \sqrt{a_1^2 + a_2^2} = \sqrt{11,76^2 + 16,5^2} = 20,26 \quad (15.1)$$

где a_1 и a_2 — расстояния согласно плана зоны защиты четырех молниеотводов равные 11,76 и 16,5 м соответственно, рисунок 7.

По справочным данным [18] определяем предельную высоту молниеотвода $h_{\text{п}}$, обеспечивающую отсутствие провала в зоне защиты двух стержневых молниеотводов при расстоянии между ними L , для вероятности защиты $P_3 = 0,995$:

					БР-140400.62 071108085.000 ПЗ	Лист
Из	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		70

$$h_{\text{п}} = \frac{L}{2,25} = \frac{20,26}{2,25} = 9,0 \text{ м} \quad (15.2)$$

Принимаем высоту молниеотвода равной 16 м., так как это высота стандартного портала с молниеотводом производимого промышленностью. Зная высоту молниеотвода определяем по справочным данным параметры конуса защиты одиночного стержневого молниеотвода h_0 , и r_0 :

$$h_0 = 0,72 \cdot h = 0,72 \cdot 16,0 = 11,52 \text{ м} \quad (15.3)$$

$$r_0 = 0,70 \cdot h = 0,70 \cdot 16,0 = 11,2 \text{ м} \quad (15.4)$$

Определим радиус зоны защиты одиночного молниеотвода r_x на высоте h_x (равной $h_x = 8,4$ м.) по выражению:

$$r_x = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0} = \frac{11,2 \cdot (11,52 - 8,4)}{11,52} = 3,03 \quad (15.5)$$

Для защиты здания ЗРУ совмещенного с ОПУ установим дополнительно два отдельно стоящих молниеотвода совмещенных с мачтами освещения высотой 11,5 м. и согласно выражений (15.3-15.5) получим:

$$h_0 = 0,72 \cdot h = 0,72 \cdot 11,5 = 8,28 \text{ м}$$

$$r_0 = 0,70 \cdot h = 0,70 \cdot 11,5 = 8,05 \text{ м}$$

$$r_x = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0} = \frac{8,05 \cdot (8,28 - 4,7)}{8,28} = 3,48$$

Проведем построение сечений зон защиты на высоте 8,4 м и дополнительно для высоты 4,7 м., из построения видно, что высота выбрана верно и все оборудование ГПП находится в зоне защиты.

					БР-140400.62 071108085.000 ПЗ	Лист
Из	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		71

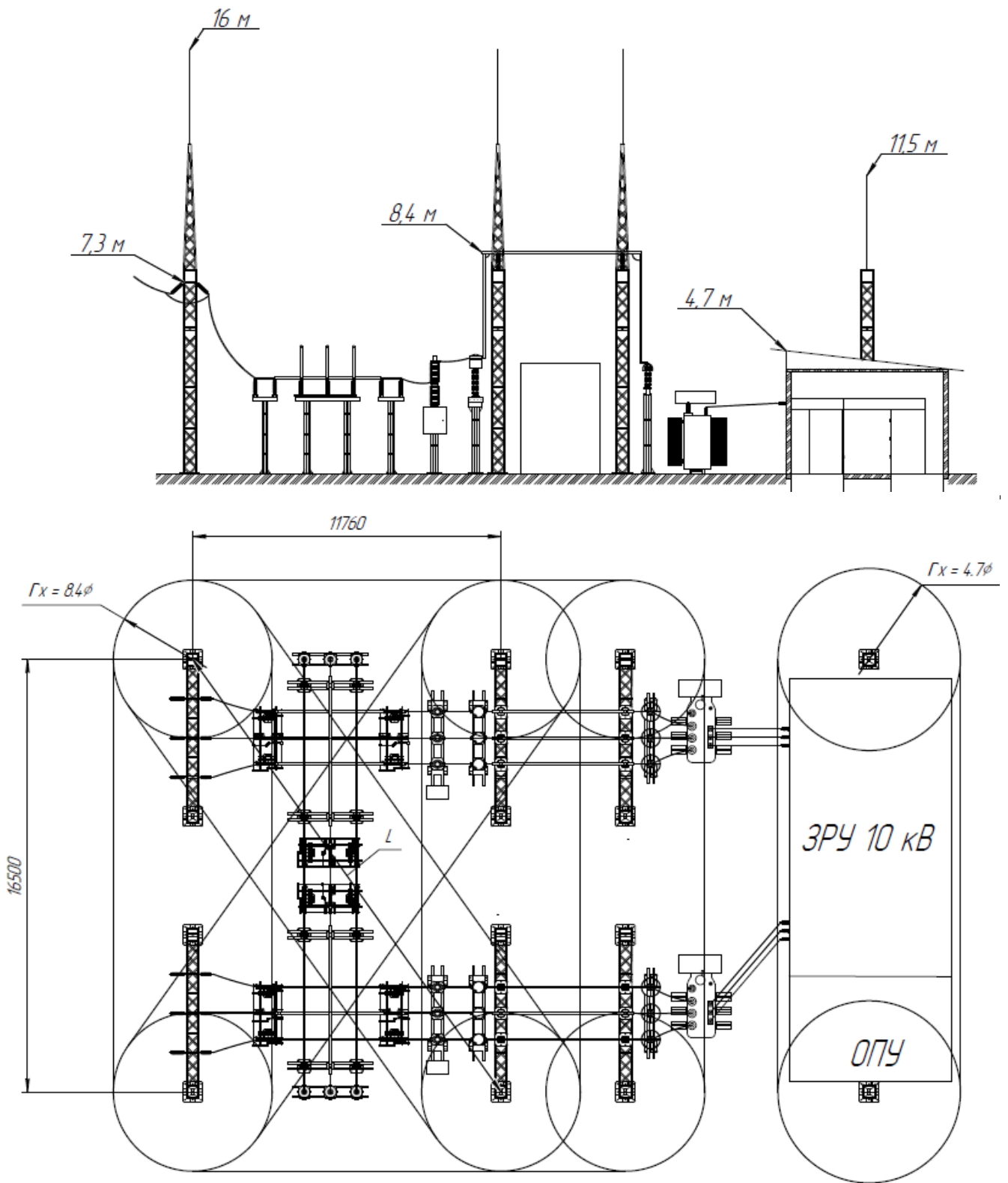


Рисунок 7. План сечений зон защиты.

Из	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

БР-140400.62 071108085.000 ПЗ

Лист

72

16. Расчет релейных защит трансформатора ГПП.

В качестве объекта защиты рассматриваем трансформатор ТМН-4000/35.

К повреждениям трансформаторов относят:

- междуфазные КЗ на выводах и в обмотках (последние возникают гораздо реже, чем первые);
- однофазные КЗ (на землю и между витками обмотки, т. е. витковые замыкания);
- «пожар стали» сердечника.

К ненормальным режимам относятся:

- перегрузки, вызванные отключением, например, одного из параллельно работающих трансформаторов. Токи перегрузки относительно невелики, и поэтому допускается перегрузка в течение времени, определяемого кратностью тока перегрузки по отношению к номинальному току;
- возникновение токов при внешних КЗ, представляющих собой опасность в основном из-за их теплового действия на обмотки трансформатора, поскольку эти токи могут существенно превосходить номинальные. Длительное прохождение тока внешнего КЗ может возникнуть при неотключившемся повреждении на отходящем от трансформатора присоединении;
- недопустимое понижение уровня масла, вызываемое значительным понижением температуры и другими причинами.

На трансформаторах устанавливаются следующие защиты:

- защита от коротких замыканий, действующая на отключение поврежденного трансформатора и выполняемая без выдержки времени (для ограничения размеров повреждения, а также для предотвращения нарушения бесперебойной работы питающей энергосистемы). Для защиты мощных трансформаторов применяются продольные дифференциальные токовые защиты;
- при всех повреждениях внутри бака и понижениях уровня масла применяется газовая защита, работающая на неэлектрическом принципе;
- защита, от токов внешних КЗ, основное назначение которой заключается в предотвращении длительного прохождения токов КЗ в случае отказа выключателей или защит смежных элементов путем отключения трансформатора. Защиты от внешних КЗ обычно выполняются токовыми с выдержками времени;

					БР-140400.62 071108085.000 ПЗ	Лист
Из	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		73

- защита от перегрузок, выполняемая с помощью одного максимального реле тока, поскольку перегрузка обычно является симметричным режимом. Поскольку перегрузка допустима в течение длительного промежутка времени (десятки минут при токе не больше $1,5 \cdot I_{т,ном}$), то защита от перегрузки при наличии дежурного персонала -должна выполняться с действием на сигнал, а при отсутствии персонала на разгрузку или на отключение трансформатора.

Так рассматриваемый трансформатор относится к трансформаторам средней мощности, резервные защиты устанавливаем только со стороны питания (35 кВ).

16.1 Выбор трансформаторов тока.

Выбираем трансформатор тока для подключения дифференциальной защиты со стороны ВН ТА₁. Схема соединения трансформаторов тока на стороне высшего напряжения - треугольник.

Номинальный ток трансформатора на стороне ВН, А:

$$I_{ном}^{ВН} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}^{ВН}} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 65,98 \quad (16.1)$$

Определим расчетный первичный ток трансформаторов тока на стороне ВН, А

$$I_{расч.}^{ТА1} = K_{сх} \cdot I_{ном}^{ВН} = \sqrt{3} \cdot 65,98 = 114,28 \quad (16.2)$$

где $K_{сх}$ — коэффициент схемы.

Стандартное значение первичного тока трансформаторов тока на стороне ВН равно 200 А, коэффициент трансформации $K_I = \frac{150}{5}$,

Действительное значение вторичного тока в цепи РЗ, А:

$$i_{2.}^{\delta ТА1} = I_{ном}^{ВН} \cdot \frac{K_{сх}}{K_I} = 65,98 \cdot \frac{\sqrt{3}}{30} = 3,8 \quad (16.3)$$

Выбираем трансформатор тока для подключения дифференциальной защиты со стороны НН ТА₂. Схема соединения трансформаторов тока на стороне высшего напряжения – неполная звезда.

					БР-140400.62 071108085.000 ПЗ	Лист
Из	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		74

Номинальный ток силового трансформатора на стороне НН, А:

$$I_{\text{НОМ}}^{\text{НН}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}^{\text{НН}}} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 209,94$$

Определим расчетный первичный ток трансформаторов тока на стороне НН, А:

$$i_{1\text{расч.}}^{\text{ТА2}} = K_{\text{сх}} \cdot I_{\text{НОМ}}^{\text{ВН}} = 1 \cdot 209,94 = 209,94$$

Стандартное значение первичного тока трансформаторов тока на стороне НН равна 300 А, коэффициент трансформации $K_I = \frac{300}{5}$.

Действительное значение вторичного тока в цепи РЗ, А:

$$i_{2.}^{\delta\text{ТА2}} = I_{\text{НОМ}}^{\text{НН}} \cdot \frac{K_{\text{сх}}}{K_I} = 209,94 \cdot \frac{1}{60} = 3,49$$

Так как $i_{1\text{расч.}}^{\text{ТА2}} > i_{2.}^{\delta\text{ТА2}}$, то сторона ВН будет основной.

Выбираем трансформатор тока для подключения резервных защит со стороны ВН ТА₃. Схема соединения трансформаторов тока на стороне высшего напряжения – звезда.

Определим расчетный первичный ток трансформаторов тока на стороне ВН, А:

$$I_1^{\text{ТА1}} = 1 \cdot 65,98 = 65,98$$

Стандартное значение первичного тока трансформаторов на стороне ВН равно 100 А, коэффициент трансформации $K_I = \frac{100}{5}$.

16.2 Расчет дифференциальной защиты трансформатора

Для защиты трансформатора от КЗ между фазами на землю и от замыканий витков одной фазы широкое распространение получила продольная дифференциальная защита.

Принцип действия защиты основан на сравнении величины и направления токов до и после защищаемого элемента (в данном случае трансформатора).

Для выполнения защиты предусматриваем терминал Seram- Т87.

					БР-140400.62 071108085.000 ПЗ	Лист
Из	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		75

Определение пригодности установленных трансформаторов тока[19].

По условию выравнивания вторичных токов по величине.

$$0,1 \cdot I_{НОМ}^{ВН} < I_{НОМ.ТТ} < 2,5 \cdot I_{НОМ}^{НН} \quad (16.3)$$

$$0,1 \cdot 65,98 = 6,59 < 150 < 2,5 \cdot 65,98 = 164,95$$

для ТТ стороны 35 кВ условие соблюдено.

$$0,1 \cdot 209,94 = 20,9 < 300 < 2,5 \cdot 209,94 = 524,85$$

для ТТ стороны 10 кВ условие соблюдено.

По условию отстройки от броска тока намагничивания. Для проверки пригодности ТТ по условию отстройки от броска тока намагничивания необходимо определить амплитудную величину броска тока намагничивания. Т.к. в паспортных данных на трансформатор не приведена величина броска тока намагничивания и не приведено сопротивление трансформатора при полном насыщении, то определяем сопротивление трансформатора при полном насыщении по приближенной формуле [19]:

$$X^{(1)*} = 0,094 + 0,74 \cdot \frac{U_K \%}{100} = 0,094 + 0,74 \cdot \frac{7,5}{100} = 0,149 \quad (16.4)$$

Определяем относительное индуктивное сопротивление прямой последовательности контура включения, предварительно приведя сопротивление линии электропередачи к базисным условиям:

$$X_6 = \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}} = \frac{37^2}{4} = 342,25 \quad (16.5)$$

Сопротивление линии, пренебрегая активным сопротивлением:

$$X_{л} = x_0 \cdot L = 0,41 \cdot 10 = 4,1 \text{ или } X_{л}^* = \frac{X_{л}}{X_6} = \frac{4,1}{342,25} = 0,012 \quad (16.6)$$

Сопротивление контура включения:

					БР-140400.62 071108085.000 ПЗ	Лист
Из	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		76

$$X^* = X_{л}^* + K_1 \cdot X^{(1)*} = 0,012 + 1,1 \cdot 0,149 = 0,176 \quad (16.7)$$

То же в именованных единицах:

$$X = 0,176 \cdot 342,25 = 60,236 \text{ Ом} \quad (16.8)$$

Амплитудное значение броска тока намагничивания определяем: предварительно приняв коэффициент $A=0,39$:

$$I_{\text{ампл}} = \frac{\sqrt{2} \cdot U_{л} \cdot (1+A)}{\sqrt{3} \cdot (X_{л}^* + K_1 \cdot X^{(1)*}) \cdot X_{\phi}} = \frac{\sqrt{2} \cdot 37 \cdot (1+0,39)}{\sqrt{3} \cdot 60,236} = 0,697 \text{ кА} = 697 \text{ А} \quad (16.9)$$

где $U_{л}$ — линейное напряжение со стороны включения трансформатора под напряжением; A — относительное смещение оси синусоиды потокосцепления по отношению к точке перегиба характеристики намагничивания (с целью повышения надежности отстройки от броска тока намагничивания принимаем для трансформаторов с холоднокатаной сталью всех напряжений коэффициент $A(1) = 0,39$).

Кратность тока по отношению к амплитудному значению номинального тока ТТ:

$$K_{\text{ТТ}} = \frac{697}{\sqrt{2} \cdot 150} = 3,28 < 6,7 \quad (16.10)$$

Следовательно, по условию отстройки от броска тока намагничивания предельная кратность ТТ стороны 35 кВ должна быть:

$$K_{10} \geq 7$$

Определяем предельную кратность ТТ при заданной нагрузке ТТ стороны 35 кВ:

$$R_{\text{нагр.}} = R_{\text{к}} + R_{\text{пер}} + R_{\text{вх.терм}} \quad (16.11)$$

где $R_{\text{к}}$ — сопротивление контрольного кабеля; $R_{\text{пер}}$ — переходное сопротивление соединительных контактов в токовых цепях ($R_{\text{пер}} = 0,05 \text{ Ом}$); $R_{\text{вх.терм}}$ — входное сопротивление терминала ($R_{\text{вх.терм}} = 0,01 \text{ Ом}$)

Сопротивление контрольного кабеля:

					БР-140400.62 071108085.000 ПЗ	Лист
Из	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		77

$$R_k = \frac{\rho \cdot L_k}{S_k} = \frac{0,029 \cdot 50}{2,5} = 0,58 \text{ Ом} \quad (16.12)$$

где ρ — удельное сопротивление материала жил кабеля, для медного кабеля $\rho = 0,029 \text{ Ом мм}^2/\text{м}$.

Тогда согласно выражения (16.11) $R_{\text{нагр}}$:

$$R_{\text{нагр}} = 0,58 + 0,05 + 0,01 = 0,64 \text{ Ом}$$

По кривым предельной кратности для ТТ типа ТРГ 35 для $R_{\text{нагр}} = 0,64$ определяем.

$$K_{10} = 12 > 7$$

Следовательно, требование отстройки от броска тока намагничивания выполняется. Т.к. ТТ и их вторичная нагрузка не ограничивают требование отстройки от броска тока намагничивания, то уточнение коэффициента A не требуется.

По условию отстройки от переходных режимов. Приведенная предельная кратность для данного ТТ должна быть:

$$K' = \left(K_{10} \cdot \frac{I_{1\text{НОМ.ТТ}}}{I_{\text{НОМ}}^{\text{ВН}}} \right) > 7 \quad (16.13)$$

Или

$$K_{10} = K' \cdot \frac{I_{\text{НОМ}}^{\text{ВН}}}{I_{1\text{НОМ.ТТ}}} = 7 \cdot \frac{65,98}{150} = 3,07 < 12$$

Проверка возможности использования самоадаптирующегося торможения. Условием использования этого торможения является требование, чтобы амплитудное значение броска тока намагничивания было меньше 8кратного номинального тока трансформатора:

$$I_{\text{ампл.}} < 8 \cdot I_{\text{НОМ.Т}} \quad (16.14)$$

$$\frac{I_{\text{ампл.}}}{I_{\text{НОМ.Т}}} = \frac{697}{65,98} = 10,56$$

Следовательно, применяется традиционное торможение.

Определение минимального тока срабатывания с учетом, что $K_{\text{пер}} = 1,0$:

					БР-140400.62 071108085.000 ПЗ	Лист
Из	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		78

$$I_{\text{кз}} > 1,1 \cdot \left(K_{\text{пер}} \cdot \varepsilon + \left(\frac{\Delta U_{\text{пер}}}{1 - \Delta U_{\text{пер}}} \right) + 0,02 \right) \cdot I_{\text{кз}} \quad (16.15)$$

Общая формула для определения тока срабатывания дифференциальной защиты терминала Seram T 87 по условию отстройки от тока небаланса:

Полную погрешность ТТ для определенности для всех режимов будем принимать равной предельной допустимой, принятой в России $\varepsilon = 0,1$. Тогда $I_{\text{дс}}$:

$$I_{\text{дс}} = 1,1 \cdot \left(1,1 \cdot 0,1 + \left(\frac{0,10}{1 - 0,10} \right) + 0,02 \right) = 0,262$$

Принимаем к установке $I_{\text{дс}} = 26\%$

Определение крутизны первого наклонного участка тормозной характеристики:

$$\frac{I_{\text{д}}}{I_{\text{т}}} = 1,1 \cdot \left(K_{\text{пер}} \cdot 0,1 + \frac{\Delta U_{\text{пер}}}{(1 - \Delta U_{\text{пер}})} + 0,02 \right) = 1,1 \cdot \left(2 \cdot 0,1 + \left(\frac{0,10}{1 - 0,10} \right) + 0,02 \right) = 0,36 \quad (16.16)$$

где: $K_{\text{пер}} = 2 - 2,5$.

Принимаем к установке $I_{\text{д}}/I_{\text{т}} = 36\%$

Определение крутизны второго наклонного участка тормозной характеристики:

$$\frac{I_{\text{д}}}{I_{\text{т2}}} = 60-70\% \quad (16.17)$$

Принимаем к установке 65%

Определение тока срабатывания дифференциальной отсечки :

Отстройка от броска тока намагничивания:

$$I_{\text{дмакс}} > K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{тт}} = 1,4 \cdot 3,28 = 4,6 \quad (16.18)$$

где $K_{\text{тт}}$ — амплитудное первичное значение броска тока намагничивания силового трансформатора со стороны первой обмотки; $K_{\text{отс}}$ — коэффициент отстройки, $K_{\text{отс}} = 1,4$;

Максимальное значение внешнего КЗ будет при 3-х фазном повреждении на стороне 10 кВ в режиме минимального сопротивления силового трансформатора.

Наименьшее сопротивление трансформатора будет при отрицательном положении анцапф РПН:

					БР-140400.62 071108085.000 ПЗ	Лист
Из	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		79

$$35 \text{ кВ} \cdot 0,1 \cdot 35 = 31,5 \text{ кВ} \quad (16.19)$$

$$Z_{\text{тр}} = \left(\frac{U_{\text{к}}\%}{100\%} \right) \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = \left(\frac{7,5}{100} \right) \cdot \frac{31,5^2}{4} = 18,6 \text{ Ом} \quad (16.20)$$

Результирующее сопротивление до места короткого замыкания:

$$Z_{\Sigma} = Z_{\text{л}} + Z_{\text{тр}} = 4,1 + 18,6 = 22,7 \text{ Ом} \quad (16.21)$$

Ток короткого замыкания равен:

$$I_{\text{к}}^{(3)} = \frac{35000 / \sqrt{3}}{22,7} = 890,18 \quad (16.22)$$

что соответствует:

$$K = \frac{890,18}{65,98} = 13,49 I_{\text{н1}} \quad (16.23)$$

Ток срабатывания дифференциальной отсечки:

$$I_{\text{дмакс}} = K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{нб}} \cdot K = 1,2 \cdot 0,7 \cdot 13,49 I_{\text{н1}} = 11,33 I_{\text{н1}} \quad (16.24)$$

где $K_{\text{отс}}$ — коэффициент отстройки, $K_{\text{отс}} = 1,2$; $K_{\text{нб}}$ — коэффициент равный отношению амплитуды первой гармоники тока небаланса к амплитуде периодической составляющей внешнего тока короткого замыкания. $K_{\text{нб}} = 0,7$ при установке со всех сторон силового трансформатора ТТ с вторичными токами 5 А;

Принимаем к установке $I_{\text{дмакс}} = 12 I_{\text{н1}}$

16.3 Защита от симметричных сверхтоков при внешних к.з.

В качестве защиты от сверхтоков внешних КЗ принимаем максимальную токовую защиту с пуском минимального напряжения (МТЗ с ПМН) на базе терминала Seram- T40.

Ток срабатывания защиты ВН, А:

					БР-140400.62 071108085.000 ПЗ	Лист
Из	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		80

$$I_{c3} = \frac{k_H \cdot k_{c3}}{k_B} \cdot I_{НОМ}^{ВН} \cdot 1,4 = \frac{1,3 \cdot 1,1}{0,85} \cdot 65,98 \cdot 1,4 = 155,4 \quad (16.25)$$

где $k_H = 1,3$ — коэффициент надежности; $k_{c3} = 1,1$ — коэффициент самозапуска; $k_B = 0,85$ — коэффициент возврата.

Ток срабатывания реле, А:

$$I_{cp} = I_{c3} \cdot \frac{K_{cx}}{K_I} = 155,4 \cdot \frac{1}{20} = 7,77 \quad (16.26)$$

Напряжение срабатывания защиты, кВ:

$$U_{c3} = 0,7 \cdot U_{НОМ}^{ВН} = 0,7 \cdot 35 = 24,5 \quad (16.27)$$

Напряжение срабатывания реле, В:

$$U_{cp} = \frac{U_{c3}}{K_U} = \frac{24500}{350} = 70 \quad (16.28)$$

Время срабатывания защиты $t_{c3} = 0,5$ с

Коэффициент чувствительности по току МТЗ с ПМН:

$$K_{ч}^I = \frac{I_{минК-2}^{(2)}}{I_{c3}} \geq 1,5 \quad (16.29)$$

где $I^{(2)}$ — двухфазный ток короткого замыкания на стороне ВН, А:

$$I_{минК-2}^{(2)} = I_{максК-2}^{(3)} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 746,35 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 646,35 \quad (16.30)$$

где $I^{(3)}$ — ток короткого замыкания в точке K_2 приведенный к стороне ВН, А

$$K_{ч}^I = \frac{646,35}{155,4} = 4,15 > 1,5$$

Коэффициент чувствительности по напряжению МТЗ с ПМН:

					БР-140400.62 071108085.000 ПЗ	Лист
Из	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		81

$$K_{\text{ч}}^U = \frac{U_{\text{сз}} \cdot K_{\text{в}}}{U_{\text{остК-2}}^{(3)\text{ВН}}} \quad (16.31)$$

Остаточное напряжение на высокой стороне трансформатора при трехфазном коротком замыкании в точке К₂, кВ:

$$U_{\text{остК-2}}^{(3)\text{ВН}} = \sqrt{3} \cdot I_{\text{минК-2}}^{(2)\text{ВН}} \cdot X_{\text{T}} = \sqrt{3} \cdot 646,35 \cdot 22,96 = 25703,97 \quad (16.32)$$

где X_T — сопротивление трансформатора, Ом определено выше.

$$K_{\text{ч}}^U = \frac{24500 \cdot 1,25}{25703,97} = 1,5 = 1,5 \quad (16.33)$$

Защита обладает требуемой чувствительности.

16.4 Защита от перегрузки.

Защитой от перегрузки является максимальная токовая защита на базе терминала Seram- T40.

Ток срабатывания защиты ВН, А:

$$I_{\text{сз}} = \frac{k_{\text{н}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{НОМ}}^{\text{ВН}} \cdot 1,4 = \frac{1,05}{0,85} \cdot 65,98 \cdot 1,4 = 114,1 \quad (16.34)$$

где k_н = 1,05 — коэффициент надежности; k_в = 0,85 — коэффициент возврата.

Ток срабатывания реле, А:

$$I_{\text{ср}} = I_{\text{сз}} \cdot \frac{K_{\text{сх}}}{K_{\text{T}}} = 114,1 \cdot \frac{1}{20} = 5,07$$

На чувствительность защиты от перегрузки не проверяется. Защита от перегрузок выполнена с двумя уставками по времени. Первая уставка продолжительностью t' _{сз} = 9-10 секунд действует на сигнал. Вторая уставка продолжительностью t'' _{сз} = 30-40 минут действует на отключение выключателя.

					БР-140400.62 071108085.000 ПЗ	Лист
Из	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		82

16.5 Защита от внутренних повреждений в трансформаторе.

Обмотки большинства трансформаторов помещены в бак, залитый маслом, которое используется как для изоляции обмоток, так и для их охлаждения. При возникновении внутри бака электрической дуги КЗ, а также при перегреве обмоток масло разлагается, что сопровождается выделением газа. Это явление и используется для создания газовой защиты.

Защита выполняется с помощью газового реле, установленного в трубе, соединяющей бак трансформатора с расширителем.

Газовое реле состоит из кожуха и двух расположенных внутри него поплавков, снабженных ртутными контактами, замыкающимися при изменении их положения. Оба поплавка шарнирно укреплены на вертикальной стойке. Один из них расположен в верхней части, а второй — в центральной. При слабом газообразовании (газ скапливается в верхней части кожуха реле), а также при понижении уровня масла верхний поплавок опускается, что приводит к замыканию его контактов. При бурном газообразовании потоки масла устремляются в расширитель, что приводит к замыканию контактов обоих поплавков. Контакты верхнего поплавка носят название сигнальных, а нижнего — основных контактов газового реле.

Движение масла через газовое реле, вызванное КЗ внутри бака трансформатора, обычно является толчкообразным. Поэтому замыкание основных контактов может быть ненадежным (перемежающимся), что учитывается, при выполнении схемы газовой защиты трансформатора.

17. Заключение.

В данной работе был рассмотрен вопрос электроснабжения химического комбината по производству минеральных удобрений. В процессе проектирования были решены вопросы по выбору системы внешнего электроснабжения, методом технико-экономического сравнения, вопросы по выбору основного электрического оборудования, как для ГПП, так и цеховых трансформаторных подстанций. Решен вопрос о компенсации реактивной мощности. Рассчитаны токи короткого замыкания в объеме достаточном для выбора основного оборудования. Решен вопрос по устройству заземляющего устройства и защиты от прямых попаданий молний ГПП. В рамках данной работы использовалось только современное оборудование ведущих производителей как России так и иностранных государств, в частности релейная защита рассчитанна на установку цифровых

					БР-140400.62 071108085.000 ПЗ	Лист
Из	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		83

блоков защиты Sepam- T87 и Sepam- T40 производства SchneiderElectric.

В заключении можно заметить, что правильно построенная система электро-снабжения является залогом успешного функционирования и последующего развития всего предприятия в целом. Вопросы электроснабжения являются сложными и для предприятий разработкой систем электроснабжения занимают-ся целые институты и рассмотреть все вопросы в рамках данной работы невоз-можно.

В таблице 25 приведены итоговые технические показатели данной системы электроснабжения.

Таблица 25. Основные технические показатели..

Показатель	Обозначение	Единица	Количество
Установленная мощность	P_y	кВт	11180
Расчетная мощность	P_p	кВт	7557
Полная мощность расчетная	S_p	кВ·А	9595,8
Полная мощность	S	кВ·А	7934,33
Напряжение внешнего электро-снабжения	$U_{вн}$	кВ	35
Напряжение внутреннего электроснабжения	$U_{ин}$	кВ	10
Коэффициент мощности	$\cos\phi$		0,78
	$\cos\phi_{\text{э}}$		0,95
	$\text{tg}\phi$		0,33
Количество и мощность трансформаторов на ГПП		шт	2 × ТМН 4000 35/10
Конструктивное выполнение ГПП	Распределительное устройство ВН ОРУ 35		
	Распределительное устройство НН ЗРУ 10		
Максимальная заявленная мощность		кВт	7557
Количество цеховых трансформаторов и их мощность		кВ·А	18×400
			17×250
Принятая схема внутреннего электроснабжения	Радиально-магистральная		
Потребление электрической энергии предприятием за год	\mathcal{E}_n	тыс.кВт·ч	56677
Компенсируемая реактивная мощность	$Q_{кв}$	кВар	2926,5
Потери активной мощности	ΔP	кВт	190,4
Потери энергии	$\mathcal{E}_{\text{пот}}$	тыс.кВт·ч	1368,73

17. Межгосударственный стандарт. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов (с Изменением N 1)
18. Молниезащита ОРУ и главного корпуса электрической станции. Методические указания по дипломному проектированию для студентов направления подготовки дипломированных специалистов 650900 – «Электроэнергетика» (спец. 100100, 100200, 100400) / Сост. Л. С. Синенко, С. А. Тимофеев, Ю. В. Хейтсон. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2005. 20 с.
19. Методика расчета уставок дифференциальной защиты трансформаторов (Серия Т87). Выпуск №9: А. М. Александров Петербургский Энергетический Институт повышения квалификации (ПЭИпк). 2007.

					БР-140400.62 071108085.000 ПЗ	Лист
Из	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		86