

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«ЮЖНО-УРАЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
(НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ)
Факультет Электротехнический
Кафедра Автоматика
Направление подготовки **13.03.02 Электроэнергетика и электротехника**

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Заведующий кафедрой

Голощапов С.С. (Ф.И.О.)

20 ____ г.

Электроснабжение группы цехов ремонтно-механического завода
(тема)

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОМУ КВАЛИФИКАЦИОННОМУ ПРОЕКТУ
ЮУрГУ–13.03.02.2021.156 ПЗ ВКП

Руководитель проекта (должность)
к.т.н., доцент

Валеев Г.С. (Ф.И.О.)

20 ____ г.

Автор проекта
студент группы МиЭт-549

Айгензер А.А. (Ф.И.О.)

20 ____ г.

Нормоконтролер (должность)
д.т.н. профессор
Четошникова Л.М. (Ф.И.О.)

20 ____ г.

АННОТАЦИЯ

Айгензер А.А, Электроснабжение
группы цехов ремонтно-механического
завода. – Миасс: ЮУрГУ, М- с. - 131, ил.-14,
таблиц- 49. Библиография литературы –
наименований -45, 5листов чертежей ф.А1.

В данном курсовом проекте на основе технико-экономического сравнения двух вариантов выбран более экономичный и технически выгодный вариант системы электроснабжения, обеспечивающей надежное электроснабжение группы цехов ремонтно-механического завода. В ходе проектирования были определены расчетные нагрузки отдельно для ремонтно-механического цеха и для предприятия в целом. Выбрано оборудование для схем внешнего и внутреннего электроснабжения. Произведен расчет компенсации реактивной мощности. Рассмотрен вопрос показателей качества ЭЭ. Генплан завода и полная принципиальная схема представлена в графической части.

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.156 ПЗ ВКР		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Айгензер			Электроснабжение группы цехов ремонтно- механического	Лит.	Лист
Провер.		Валеев					3
Реценз.						ФГБОУ ВПО ЮУрГУ (НИУ) Кафедра Автоматики	
Н. Контр.		Четошникова					
Утверд.		Голощанов					
						Листов	131

ОГЛАВЛЕНИЕ

ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ПРОЕКТА	5
ВВЕДЕНИЕ	6
1 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК	
1.1 Расчет электрических нагрузок по ремонтно-механическому цеху	7
1.2 Расчет электрических нагрузок по предприятию	15
1.3 Построение картограммы электрических нагрузок	18
2 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТП	21
3 ВЫБОР НАПРЯЖЕНИЯ СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ И ТРАНСФОРМАТОРОВ ГЛАВНОЙ ПОНИЗИТЕЛЬНОЙ ПОДСТАНЦИИ	28
3.1 Предварительный выбор трансформаторов ГПП	28
3.2 Проверка трансформатора ГПП по стойкости к ударным толчкам тока от ДСП	32
4 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ	39
5 ВЫБОР ВЕЛИЧИНЫ НАПРЯЖЕНИЯ И СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ, РАСЧЕТ ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ	51
5.1 Выбор напряжения	51
5.2 Построение схемы электроснабжения 10 кВ	51
5.3 Конструктивное выполнение электрической сети 10 кВ	51
5.4 Расчет питающих линий 10 и 0,4 кВ	54
6 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ И ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ	55
6.1 Расчет токов КЗ в схеме предприятия	55
6.2 Выбор электрооборудования и электрических аппаратов 10 кВ	63
7 ВЫБОР РЕЖИМА НЕЙТРАЛИ	75
8 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ	76
8.1 Составление исходной схемы расчета	76
8.2 Определение расчетных параметров	77
9 РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ	92
9.1 Расчет колебаний напряжения	91
9.2 Несинусоидальность напряжения	95
9.3 Несимметрия напряжения	99
9.4 Провалы напряжения	101
9.5 Мероприятия по улучшению показателей качества ЭЭ	102
10 ТЕХНИКОЭКОНОМИЧЕСКОЕ СРАВНЕНИЕ ВАРИАНТОВ СХЕМ ВНУТРИЗАВОДСКОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ С УСТАНОВКОЙ НА ГПП РАЗЛИЧНЫХ ТИПОВ ТРАНСФОРМАТОРОВ	111
11 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА	119
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	128
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	129

ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ОБЪЕКТА

Завод расположен на Южном Урале (Челябэнерго)

1 Суммарная установленная мощность электроприемников предприятия напряжением ниже 1 кВ: 13246,2 кВт

2 Суммарная установленная мощность электроприемников предприятия напряжением выше 1 кВ: 11390 кВт

3 Категория основных потребителей по надежности электроснабжения: потребители 1, 2 и 3 категорий.

4 Полная расчетная мощность на шинах главной понизительной подстанции: 15073,25 кВА

5 Коэффициент реактивной мощности: нормируемый $\text{tg}\varphi = 0,5$, расчетный $\text{tg}\varphi = 0,44$

6 Напряжение внешнего электроснабжения: 110 кВ

7 Мощность короткого замыкания в точке присоединения к энергосистеме: 2700 МВА

8 Расстояние от предприятия до питающей подстанции энергосистемы: 1=14,0 км питающая линия 110 кВ выполнена проводами марки: АС70/11

9 Количество, тип и мощность трансформаторов главной понизительной подстанции: 2хТДН 16000-110/10

10 Напряжение внутреннего электроснабжения предприятия: 10 кВ

11 На территории устанавливаются комплектные трансформаторные подстанции с трансформаторами типа:

- ТМГ-400-10/0,4
- ТМГ-630-10/0,4
- ТМГ-1000-10/0,4

12 Линии питания ТП 10 кВ выполнены кабелем марки ААШв а линии питания низковольтных НРП 0,4 кВ выполнены кабелем марки АВБбШв

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.156 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		5

ВВЕДЕНИЕ

Под электроснабжением согласно ГОСТу 19431-84 понимается обеспечение потребителей электрической энергии.

Системой электроснабжения (СЭС) называют совокупность электроустановок, предназначенных для обеспечения потребителей электрической энергией. Системы электроснабжения промышленных предприятий создаются для обеспечения питания электроэнергией электроприемников предприятия и должны отвечать определенным технико-экономическим требованиям: они должны обладать минимальными затратами при соблюдении всех технических показателей; обеспечивать требуемую надежность электроснабжения и надлежащее качество электрической энергии; быть удобны в эксплуатации и безопасны в обслуживании; иметь достаточную гибкость, позволяющую обеспечивать оптимальные режимы работы как в нормальном, так и в послеаварийном режимах; позволять осуществление реконструкций без существенного удорожания первоначального варианта.

По мере развития электропотребления к системам электроснабжения предъявляются и другие требования, например, возникает необходимость внедрения систем автоматического управления и диагностики СЭС, систем автоматизированного контроля и учета электроэнергии, осуществления в широких масштабах диспетчеризации процессов производства с применением телесигнализации и телеуправления.

Чтобы система электроснабжения удовлетворяла всем предъявляемым к ней требованиям, необходимо при проектировании учитывать большое число различных факторов, то есть использовать системный подход к решению задачи, учитывающий взаимовлияние факторов, и учет их динамичности.

Таким образом, создание рациональной системы электроснабжения промышленного предприятия является сложной задачей, включающей в себя выбор рационального числа трансформаций, выбор рациональных напряжений, правильный выбор места размещения цеховых подстанций и ГПП, совершенствование методики определения электрических нагрузок, рациональный выбор числа и мощности трансформаторов, схемы внешнего электроснабжения и ее параметров, а также сечений проводов и жил кабелей, способов компенсации реактивной мощности, автоматизации, диспетчеризации и др. Принятие оптимальных решений на каждом этапе проектирования ведет к сокращению потерь электроэнергии, повышению надежности и способствует осуществлению общей задачи оптимизации построения систем электроснабжения

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.156 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		6

1 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

1.1 Расчет электрических нагрузок по ремонтно-механическому цеху

Исходные данные для расчетов берутся из [3] в качестве метода расчета выбран метод упорядоченных диаграмм изложенный в [1].

Вначале расчета приводим мощность электроприёмников работающих в повторно-кратковременном режиме к продолжительности включения 100% (при наличии таких в отделении). Это сварочные трансформаторы и выпрямители, кран-балки, номинальная мощность, приведенная к длительному режиму которых определяется по формуле:

$$P_{\text{ном}} (ПВ=100\%) = P_{\text{ном.}i} \cdot \sqrt{\frac{ПВ\%}{100\%}} \quad (1.1)$$

где $P_{\text{ном}i}$ - номинальная (паспортная) мощность одного электроприемника i -го типа

ПВ – продолжительность включения электроприемника (согласно паспорта).

Для отдельных электроприемников расчетные нагрузки определяются (первый уровень):

$$P_p^I = k_{\text{iai}} \cdot P_{\text{ном}i} \quad (1.2)$$

где n_i – число электроприемников i -го типа;

$$Q_p^I = k_{\text{iai}} \cdot P_{\text{ном}i} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{ном}i} \quad (1.3)$$

где $\text{tg}\varphi_{\text{ном}i}$ – коэффициент реактивной мощности электроприемника i -го типа;

Определяем среднюю активную и реактивную нагрузки для каждого электроприемника и для группы электроприёмников:

$$P_C = k_{\text{iai}} \cdot P_{\text{ном}i} \quad (1.4)$$

$$Q_C = k_{\text{iai}} \cdot P_{\text{ном}i} \cdot \text{tg}\varphi_i \quad (1.5)$$

где k_{iai} - коэффициент использования электроприемников i -го типа. [1,2]

Для группы (узла) средняя расчетная нагрузка определяется суммированием средних расчетных нагрузок каждого электроприемника.

Для определения величины коэффициента реактивной мощности используем формулу:

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.156 ПЗ ВКР	Лист
						7
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\operatorname{tg} \varphi = \operatorname{tg}[\arccos(\cos \varphi)] \quad (1.6)$$

где $k_{\text{иа}}$ – коэффициент использования по активной мощности, характеризует степень использования установленной мощности за наиболее загруженную смену;

$\operatorname{tg} \varphi$ – коэффициент реактивной мощности электроприёмника;

$k_{\text{иа}}$ и $\cos \varphi$ приводятся в «Справочные данные по расчетным коэффициентам электрических нагрузок (М788-1069) ВНИПИ Тяжпромэлектропроект им. Ф.Б. Якубовского»[2]

Величины средневзвешенного значения коэффициента использования и средневзвешенного значения коэффициента реактивной мощности для узла нагрузки определяются формулами:

$$K_{\text{и.А}} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{\text{Ci}}}{\sum_{i=1}^n P_{\text{Hi}}} \quad (1.7)$$

$$\operatorname{tg} \varphi_{\text{ср.}} = \frac{\sum_{i=1}^n Q_{\text{Ci}}}{\sum_{i=1}^n P_{\text{Ci}}} \quad (1.8)$$

Величина эффективного количества электроприемников для группы (узла):

$$n_{\text{Э}} = \frac{\sum_{i=1}^n (n \cdot p_{\text{ном.и}})^2}{\sum_{i=1}^n n \cdot p_{\text{ном.и}}^2} \quad (1.9)$$

где n - число типов электроприемников, подключенных к узлу нагрузки;

На втором уровне расчетные нагрузки электроприемников определяются согласно формул:

$$P_{\text{р}}^{\text{II}} = K_{\text{ра}} \cdot \sum_{i=1}^n k_{\text{иаи}} \cdot p_{\text{номi}} \quad (1.10)$$

$$Q_{\text{р}}^{\text{II}} = K_{\text{рр}} \cdot \sum_{i=1}^n k_{\text{иаи}} \cdot p_{\text{номi}} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{ср}} \quad (1.11)$$

где n - число типов электроприемников, подключенных к распределительному шинопроводу данного участка цеха;

$K_{\text{ра}}$ – коэффициент расчетной нагрузки по активной мощности, определяемый для питающих сетей до 1 кВ по [1] в зависимости от $n_{\text{Э}}$ и $K_{\text{и}}$;

$K_{\text{ии}}$ – коэффициент использования для группы электроприемников i -го типа. Определяется по расчетной формуле ниже;

$\operatorname{tg} \varphi_{\text{ср.}}$ - средневзвешанный коэффициент реактивной мощности электроприемников.

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.156 ПЗ ВКР	Лист
						8
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$n_э$ - эффективное число электроприемников для участка цеха, питающегося от распределительного шинпровода. Согласно [1].

Расчётный коэффициент по активной мощности находим из справочных данных $K_{pa} = f(n_э; K_{и.а})$.

Расчётный коэффициент по реактивной мощности определяем по формуле:

$$K_{pp} \approx 1 + \frac{1}{6 \cdot \sqrt{n_э}} \quad (1.12)$$

Расчетные величины тока и полной мощностей по отделениям будут определяться по формулам:

Полная расчетная мощность:

$$S_p^{II} = \sqrt{(P_p^{II})^2 + (Q_p^{II})^2} \quad (1.13)$$

Расчётный ток:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (1.14)$$

При расчете ИТОГО по цеху расчет нагрузок производится для III уровня. При этом $K_{pa} = K_{pa} = f(n_э; K_{и.а})$ Но если средняя активная нагрузка цеха меньше 100 кВт то K_{pa} ищем по той $K_{pa} = f(n_э; K_{и.а})$ только как для II уровня.

Все остальные параметры считаются по тем же формулам изложенным выше, только каждый ШР или РП считается как отдельный электроприемник.

Расчет однофазным электроприемников начинается с приведения режима работы электроприемника к ПВ=100% в случаи если он работает циклически, используя формулу 1.1

Далее производится расчет коэффициентов приведения к вазе электроприемников подключенных на линейное напряжение на рассматриваемом участке, используя формулы:

$$k_{mn(m)i} = \frac{1}{2} + \frac{1}{2\sqrt{3}} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{i,mn} \quad (1.15)$$

где $\operatorname{tg}\varphi_{i,mn}$ - коэффициент реактивной мощности электроприемников i-го типа, подключенных на линейное напряжение mn. $\operatorname{tg}\varphi_{i,mn}$ в зависимости от типа электроприемника и его коэффициента мощности $\cos\varphi_{i,mn}$ находится по [4];

$k_{mn(n)}$ - коэффициент приведения активной мощности электроприемников i-го типа, подключенных на линейное напряжение mn, к фазе n [4]:

$$k_{mn(n)i} = \frac{1}{2} - \frac{1}{2\sqrt{3}} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{i,mn} \quad (1.16)$$

$q_{mn(m)}$ - коэффициент приведения реактивной мощности электроприемников i -го типа, подключенных на линейное напряжение mn , к фазе m [4]:

$$q_{mn(m)i} = \frac{1}{2} \operatorname{tg}\varphi_{i,mn} - \frac{1}{2\sqrt{3}} \quad (1.17)$$

$q_{mn(n)}$ - коэффициент приведения реактивной мощности электроприемников i -го типа, подключенных на линейное напряжение mn , к фазе n [4]:

$$q_{mn(m)i} = \frac{1}{2} \operatorname{tg}\varphi_{i,mn} + \frac{1}{2\sqrt{3}} \quad (1.18)$$

Далее определяются величины средних активных и реактивных мощностей электроприемников:

$$P_{ci,m} = K_{ii} \cdot p_{ni,mn} \cdot k_{mn(m)i}; \quad P_{ci,n} = K_{ii} \cdot p_{ni,mn} \cdot k_{mn(n)i}, \quad (1.19)$$

$$Q_{ci,m} = K_{ii} \cdot p_{ni,mn} \cdot q_{mn(m)i}; \quad Q_{ci,n} = K_{ii} \cdot p_{ni,mn} \cdot q_{mn(n)i}, \quad (1.20)$$

где $P_{ci,m}$ и $Q_{ci,m}$ - соответственно активная и реактивная номинальные мощности электроприемников i -го типа, подключенных на линейные напряжения mn , приведенные к фазе m ;

$P_{ci,n}$ и $Q_{ci,n}$ - соответственно активная и реактивная номинальные мощности электроприемников i -го типа, подключенных на линейные напряжения mn , приведенные к фазе n ,

$p_{ni,mn}$ - номинальная мощность электроприемников i -го типа, подключенных на линейное напряжение mn , которая находится по формуле (1.1);

$k_{mn(m)i}$ - коэффициент приведения активной мощности электроприемников i -го типа, подключенных на линейное напряжение mn , к фазе m :

Далее для однофазных электроприемников, подключенных как на линейные, так и на фазные напряжения, находятся средние активные и реактивные мощности, потребляемые от соответствующих фаз по формулам:

$$P_{ci,m} = K_{ii} \cdot P_{номi,m}, \quad (1.21)$$

$$Q_{ci,m} = K_{ii} \cdot Q_{номi,m}, \quad (1.22)$$

Для остальных электроприемников средние активные и реактивные мощности, потребляемые от соответствующих фаз, представлены в таблице 1.2. В строке «Итого по однофазным ЭП» приведены суммарные значения установленных и средних мощностей соответствующих фаз, потребляемых всеми однофазными электроприемниками.

Далее производится равномерное распределение электроприемников по фазам, производится суммирование полученных средних мощностей распределенных по фазам.

По величине мощности самой загруженной фазы из таблицы, берется условная трехфазная мощность создаваемая однофазными электроприемниками вносимая в таблицу расчета нагрузок цеха. Условная трехфазная мощность определяется согласно формулы:

$$P_{н.(III.усл)} = 3 \cdot P_{МАХi(I)} \quad (1.23)$$

Таблица 1.1 – Расчет нагрузок по электроремонтному цеху

Исходные данные							Расчетные величины			n _э	K _{ра}	K _{пр}	Расчетная мощность			I _{р.А}
по заданию технологов				по справочным данным			K _{на} P _н	K _{на} P _н tgφ	n ² _{р_{ном}}				P _р , кВт	Q _р ,кВАр	S _р , кВА	
Наименование ЭП	n	Номинальная (установленная) мощность, кВт*		Коэфф. исп- я, K _{на}	коэфф. мощности											
		р _{ном1}	P _{ном}			активной cosφ	реактив. tgφ									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Механическое отделение 1 ШР1																
Станок металлорежущий	8	1,00	8,00	0,14	0,50	1,73	1,12	1,94	8,00							
Станок металлорежущий	3	5,50	16,50	0,14	0,50	1,73	2,31	4,00	90,75							
Станок металлорежущий	2	14,00	28,00	0,14	0,50	1,73	3,92	6,79	392,00							
Станок металлорежущий	3	40,00	120,00	0,14	0,50	1,73	16,80	29,10	4800,00							
Станок точильно-шлифовальный	4	3,90	15,60	0,14	0,50	1,73	2,18	3,78	60,84							
Станок шлифовальный	3	20,00	60,00	0,16	0,65	1,17	9,60	11,22	1200,00							
Станок для испытания абразивных кругов	3	11,00	33,00	0,10	0,50	1,73	3,30	5,72	363,00							
Бак для приготовления эмульсии	1	1,30	1,30	0,14	0,50	1,73	0,18	0,32	1,69							
Агрегат рециркуляционный	1	1,50	1,50	0,80	0,80	0,75	1,20	0,90	2,25							
Вентилятор	3	1,60	4,80	0,65	0,80	0,75	3,12	2,34	7,68							
Кран	2	10,00	20,00	0,05	0,50	1,73	1,00	1,73	200,00							
Таль электрическая	2	4,00	8,00	0,05	0,50	1,73	0,40	0,69	32,00							
ИТОГО ШР1:	35		316,70	0,14	0,69	1,05	45,14	68,53	7158,21	14,01	1,51	1,04	68,16	71,58	98,84	142,83
Механическое отделение 2 ШР2																
Станок металлорежущий	3	1,60	4,80	0,14	0,50	1,73	0,67	1,16	7,68							
Станок металлорежущий	6	7,00	42,00	0,14	0,50	1,73	5,88	10,18	294,00							
Станок металлорежущий	5	10,00	50,00	0,16	0,65	1,17	8,00	9,35	500,00							
Станок универсальный	2	12,00	24,00	0,16	0,65	1,17	3,84	4,49	288,00							
Ножницы	3	15,00	45,00	0,16	0,65	1,17	7,20	8,42	675,00							
Станок шлифовальный	5	7,00	35,00	0,16	0,65	1,17	5,60	6,55	245,00							
Станок точильно-шлифо-вальный	5	1,60	8,00	0,14	0,50	1,73	1,12	1,94	12,80							
Машина листогибочная трехвалковая	2	15,50	31,00	0,14	0,50	1,73	4,34	7,52	480,50							
Мешалка двухвальная	3	2,80	8,40	0,14	0,50	1,73	1,18	2,04	23,52							
Кран подвесной	3	2,50	7,50	0,05	0,50	1,73	0,38	0,65	18,75							
Агрегат рециркуляционный	1	1,50	1,50	0,80	0,80	0,75	1,20	0,90	2,25							
Вентилятор	5	1,50	7,50	0,65	0,80	0,75	4,88	3,66	11,25							
Насос	3	1,50	4,50	0,80	0,85	0,62	3,60	2,23	6,75							
Калорифер	3	60,00	180,00	0,70	0,90	0,48	126,00	61,02	10800,00							
ИТОГО ШР2:	49		449,20	0,39	0,81	0,72	173,88	120,11	13365,50	15,10	1,00	1,04	173,88	125,26	214,30	309,68
Сварочное отделение ШР3																
Автомат для сварки	4	0,90	3,60	0,30	0,60	1,33	1,08	1,44	3,24							
Однофазная нагрузка	7		71,23				37,88	28,23	1008,20							

окончание Таблицы 1.1

Исходные данные							Расчетные величины			η _э	K _{ра}	K _{пр}	Расчетная мощность			I _{р,А}
по заданию технологов				по справочным данным			K _{на} P _н	K _{на} P _н tgφ	n ² _{р_{ном}}				P _р , кВт	Q _р ,кВАр	S _р , кВА	
Наименование ЭП	п	Номинальная (установленная) мощность, кВт*		Коэфф. исп- я, K _{на}	коэфф. мощности											
		P _{ном1}	P _{ном}			активной cosφ	реактив. tgφ									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Полуавтомат шланговый	6	0,50	3,00	0,30	0,50	1,73	0,90	1,56	1,50							
Стол для сварочных работ	4	0,80	3,20	0,30	0,50	1,73	0,96	1,66	2,56							
Пила отрезная	2	7,00	14,00	0,14	0,50	1,73	1,96	3,39	98,00							
Машина электросварочная	2	25,00	50,00	0,30	0,60	1,33	15,00	20,00	1250,00							
Вентилятор	4	4,50	18,00	0,65	0,80	0,75	11,70	8,78	81,00							
Кран-балка	1	3,20	3,20	0,05	0,50	1,73	0,16	0,28	10,24							
ИТОГО ШР3:	30		166,23	0,42	0,73	0,93	69,64	65,33	2454,74	11,26	1,06	1,05	73,82	68,58	100,76	145,60
Кузнечное отделение ШР4																
Электропечь	2	110,00	220,00	0,60	0,90	0,48	132,00	63,93	24200,00							
Молот ковочный	2	30,00	60,00	0,17	0,65	1,17	10,20	11,93	1800,00							
Станок точильно-шлифовальный	4	0,50	2,00	0,14	0,50	1,73	0,28	0,48	1,00							
Аппарат рециркуляционный	1	1,50	1,50	0,80	0,80	0,75	1,20	0,90	2,25							
Кран подвесной	2	2,20	4,40	0,05	0,50	1,73	0,22	0,38	9,68							
Вентилятор	4	0,80	3,20	0,65	0,80	0,75	2,08	1,56	2,56							
ИТОГО ШР4:	15		291,10	0,50	0,91	0,44	145,98	79,18	26015,49	3,26	1,34	1,09	195,61	86,49	213,88	309,08
Термическое отделение ШР5																
Камерная печь	4	81,00	324,00	0,50	0,90	0,48	162,00	78,46	26244,00							
Ванна масляная	2	4,00	8,00	0,60	1,00	0,00	4,80	0,00	32,00							
Станок балансировочный	6	2,00	12,00	0,25	0,65	1,17	3,00	3,51	24,00							
Электропечь камерная	1	45,00	45,00	0,50	0,90	0,48	22,50	10,90	2025,00							
Станок закалочный	4	10,00	40,00	0,50	0,90	0,48	20,00	9,69	400,00							
Вентилятор	1	5,00	5,00	0,65	0,80	0,75	3,25	2,44	25,00							
Кран-балка	2	7,50	15,00	0,05	0,50	1,73	0,75	1,30	112,50							
ИТОГО ШР5:	20		449,00	0,48	0,90	0,47	216,30	106,29	28862,50	6,98	1,10	1,06	237,93	112,99	263,40	380,63
Монтажный участок ШР6																
Станок для намотки	4	1,00	4,00	0,70	0,85	0,62	2,80	1,74	4,00							
Станок бандажировочный	2	1,50	3,00	0,70	0,82	0,70	2,10	1,47	4,50							
Ванна для лужения	3	1,60	4,80	0,50	1,00	0,00	2,40	0,00	7,68							
Агрегат рециркуляционный	3	1,50	4,50	0,80	0,80	0,75	3,60	2,70	6,75							
Кран подвесной	1	4,70	4,70	0,05	0,50	1,73	0,24	0,41	22,09							
Вентилятор	4	1,00	4,00	0,65	0,80	0,75	2,60	1,95	4,00							
ИТОГО ШР6:	17		25,00	0,55	0,86	0,60	13,74	8,26	49,02	12,75	1,05	1,05	14,42	8,64	16,81	24,30
ИТОГО по цеху:	166,00		1697,23	0,39	0,83	0,67	664,67	447,70	77905,46	36,98	0,75	0,75	498,50	335,78	601,04	868,56

Таблица 1.2 – Расчет однофазной нагрузки отделения пропитки

Наименование узлов СЭС и ЭП	Р _{ном} ПВ=100%, кВт	n	P _{ном1} кВт	Установленная			Коэффициенты			Установленная			k _{на}	cosφ	tgφ	Средняя мощность за наиболее загруженную					
				AB	BC	CA	κ _φ	k**	q**	A	B	C				P _{ср} ,кВт			Q _{ср} , кВАр		
																A	B	C	A	B	C
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
Сварочное отделение																					
Приемники подключаемые на Ул=380 В																					
1. Трансформатор сварочный ПВ=40%, однофазный, Рном=30 кВт	18,97	2	720,00	18,97			A	0,89	0,38				0,30	0,60	1,33	5,07	0,63		2,16	5,46	
							B	0,11	0,96												
							B														
							C														
						18,97	C	0,89	0,38				0,30	0,60	1,33			5,07	5,46		2,16
							A	0,11	0,96							0,63					
ИТОГО по Ул=380 В:	37,95	2	720,00													5,69	0,63	5,07	7,63	5,46	2,16
Приемники подключенные на Уф=220В																					
3. Трансформатор сварочный ПВ=40%, однофазный, Рном=10,5 кВт	6,64	2	88,20							6,64		6,64	0,30	0,50	1,73	1,99		1,99	3,45		3,45
3. Электронагреватель однофазный Рном=10 кВт	10,00	2	200,00								20,00		0,60	0,95	0,33		12,00			3,94	
ИТОГО по Уф=220 В:	33,28	2	288,20													1,99	12,00	1,99	3,45	3,94	3,45
ИТОГО ПО ПОТРЕБИТЕЛЯМ:	71,23	4	1008,20													7,68	12,63	7,06	11,08	9,41	5,61
Наиболее загруженная фаза В*																Scp ф.А	Scp ф.В	Scp ф.С			
																13,48	15,75	9,02			
* В таблицу 1.1 расчет нагрузок цеха уходит величина активной и реактивной мощности наиболее загруженной фазы приведенная к 3 фазной симметричной (Pp=3*Рмах и Qp=3*Qмах)																					

1.2 Расчет электрических нагрузок по предприятию

Для остальных цехов предприятия в исходных данных заданы: суммарная установленная мощность электроприемников $P_{ном}$, эффективное число электроприемников $n_э$, средневзвешанные по цеху коэффициент использования $K_{и.а}$ и коэффициент мощности $\cos\varphi$. Расчетная активная мощность силовой нагрузки по цеху находится:

$$P_{р.сил} = K_{pp} \cdot K_{и.а} \cdot P_{ном} \quad (1.24)$$

Коэффициент расчетной нагрузки K_p для цехов, которые планируется питать с помощью РП (см. раздел 3), берется по [1]. Для цехов, питающихся от собственных ТП K_p берется по [1].

Необходимо учесть следующее: если средняя активная нагрузка цеха меньше 100 кВт то K_p ищем по той же таблице что и коэффициенты расчетной мощности отделений (ШР или РП) до 1000В.

Для цехов, питающихся от собственных ТП:

$$Q_{р.сил} = K_{pp} \cdot K_{и.а} \cdot P_{ном} \cdot \operatorname{tg}\varphi \quad (1.25)$$

Расчетные нагрузки для цехов представлены в исходных данных к варианту, электроремонтного цеха произведен расчет в предыдущем разделе проекта в соответствии с вариантом.

Расчетная нагрузка осветительных электроприемников определяется по удельной осветительной нагрузке на единицу производственной или иной поверхности пола с учетом коэффициента спроса [6]:

$$P_{р.о} = K_{с.о} \cdot P_{у.о} \cdot F_{ц}, \quad (1.26)$$

$$Q_{р.о} = K_{с.о} \cdot P_{у.о} \cdot F_{ц} \cdot \operatorname{tg}\varphi_o, \quad (1.27)$$

где $K_{с.о}$ - коэффициент спроса по активной мощности осветительной нагрузки. Определяется по [6].

$P_{у.о}$ - удельная осветительная нагрузка на 1 м² производственной поверхности пола цеха. Определяется согласно [6]. Для кислородной станции;

$F_{ц}$ — поверхность пола цеха, м². Определяется графическим путем по исходным данным.

$\operatorname{tg}\varphi_o$ - коэффициент реактивной мощности с учетом индивидуальной и групповой компенсации реактивной мощности источников света.

Расчетная полная мощность и расчетный ток для каждого цеха находятся по формуле:

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.156 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

$$S_p = \sqrt{(P_{p.сил} + P_{p.o})^2 + (Q_{p.сил} + Q_{p.o})^2}. \quad (1.28)$$

Расчетная активная и реактивная мощности высоковольтной нагрузки согласно [1] находятся по формулам:

$$P_{pBV} = K_{ом} \cdot \sum_{i=1}^m K_{и.а.i} \cdot P_{номi}, \quad (1.29)$$

$$Q_{pBV} = K_{ом} \cdot \sum_{i=1}^m K_{и.а.i} \cdot P_{номi} \cdot \operatorname{tg} \varphi_i, \quad (1.30)$$

где $K_{ом}$ – коэффициент одновременности максимума нагрузки.

На рассматриваемом предприятии присутствуют высоковольтные электроприемники:

- дуговые сталеплавильные печи ДСП-3– 2000 кВт
- высоковольтные электродвигатели СДН- 1250кВт.
- высоковольтные электродвигатели СТД - 630 кВт.
- индукционные печи ИЧТ-6 – 1500 кВт.[7]

Таблицу заканчивает строка в которой записываются суммарные данные: номинальная активная мощность, средние и расчетные активная и реактивная нагрузки, а также средние для всего предприятия значения коэффициентов.

Расчетные данные по отдельным цехам в дальнейшем используются при выборе числа и мощности цеховых понижающих трансформаторов, и затем с учетом потерь мощности в указанных трансформаторах для расчета питающих линий. Расчетные данные по предприятию в целом с учетом потерь мощности в цеховых трансформаторах используются при выборе трансформаторов главной понизительной подстанции (ГПП) и расчете схемы внешнего электроснабжения. Далее приводим таблицу 1.3

Вывод по разделу ВКР: Произведен расчет электрических нагрузок однофазных электроприемников отделения пропитки, их мощность приведена к трехфазной условной. Посчитана электрическая нагрузка электроремонтного цеха, а также всего предприятия. Произведен расчет нагрузки высоковольтных электроприемников 10 кВ.

Таблица 1.3 – Расчет электрической нагрузки по предприятию

Наименование цехов	$P_{ном}, \text{кВт}$	$\Sigma P_{ном}, \text{кВт}$	n_3	$K_{на}$	$\cos \varphi$	$\tg \varphi$	$P_{ср}, \text{кВт}$	$Q_{ср}, \text{кВАр}$	$K_{ра}$	$P_p, \text{кВт}$	$Q_p, \text{кВАр}$	$F_{ц}, \text{м}^2$	$P_{уд.осв.}, \text{кВт/м}^2$	$\cos \varphi_{осв}$	$\tg \varphi_{осв}$	$K_{осв.}$	$P_{p.осв.}, \text{кВт}$	$Q_{p.осв.}, \text{кВАр}$	$P_p+P_{p.осв.}, \text{кВт}$	$Q_p+Q_{p.осв.}, \text{кВАр}$	$S_p, \text{кВА}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
Нагрузка 0,4 кВ																					
1. Гараж и зарядная станция	200,0		15	0,35	0,65	1,17	70,0	81,8	1,01	70,7	82,7	1047,40	0,015	0,8	0,75	1,0	14,9	11,2	85,63	93,85	127,04
2. Компрессорная станция	532,0		50	0,80	0,85	0,62	425,6	263,8	0,85	361,8	224,2	1718,10	0,015	0,8	0,75	1,0	24,5	18,4	386,24	242,56	456,09
3. Заготовительный участок	145,0		15	0,45	0,70	1,02	65,3	66,6	1,00	65,3	66,6	756,50	0,015	0,8	0,75	1,0	10,8	8,1	76,03	74,65	106,55
4. Электроремонтный цех	844,0		35	0,40	0,80	0,75	337,6	253,2	0,75	253,2	189,9	1144,70	0,015	0,8	0,75	1,0	16,3	12,2	269,51	202,13	336,89
5. Прессово-сварочный цех	2765,0		84	0,65	0,76	0,86	1797,3	1536,9	0,80	1437,8	1229,6	2735,39	0,015	0,8	0,75	1,0	39,0	29,2	1476,78	1258,79	1940,47
6. Сантехнический участок	379,0		18	0,60	0,85	0,62	227,4	140,9	0,90	204,7	126,8	609,50	0,015	0,8	0,75	1,0	8,7	6,5	213,35	133,35	251,59
7. Модельный цех	626,0		34	0,40	0,75	0,88	250,4	220,8	0,75	187,8	165,6	859,05	0,015	0,8	0,75	1,0	12,2	9,2	200,04	174,81	265,66
8. Механический цех	2619,0		92	0,55	0,80	0,75	1440,5	1080,3	0,77	1109,1	831,9	2735,39	0,015	0,8	0,75	1,0	39,0	29,2	1148,13	861,09	1435,16
9. Насосная станция	339,0		59	0,80	0,85	0,62	271,2	168,1	0,80	217,0	134,5	954,96	0,015	0,8	0,75	1,0	13,6	10,2	230,57	144,67	272,19
10. Ремонтно-механический цех	1697,2		37	0,39	0,83	0,67	664,7	447,7	0,75	498,5	335,8	6641,28	0,015	0,8	0,75	1,0	94,6	71,0	593,14	406,76	719,21
11. Столярный цех	193,0		33	0,45	0,7	1,02	86,9	88,6	1,00	86,9	88,6	618,93	0,015	0,8	0,75	1,0	8,8	6,6	95,67	95,22	134,98
12. Гальванический цех	858,0		64	0,80	0,9	0,62	686,4	425,4	0,80	549,1	340,3	1573,20	0,015	0,8	0,75	1,0	22,4	16,8	571,54	357,13	673,94
13. Литейный цех	1432,0		63	0,65	0,8	0,75	930,8	698,1	0,80	744,6	558,5	2808,10	0,015	0,8	0,75	1,0	40,0	30,0	784,66	588,49	980,82
14. Административный корпус	258,0		38	0,40	0,7	1,02	103,2	105,3	0,75	77,4	79,0	1081,92	0,015	0,8	0,75	1,0	15,4	11,6	92,82	90,53	129,65
15. Столовая	265,0		34	0,85	0,9	0,48	225,3	109,1	0,85	191,5	92,7	795,80	0,015	0,8	0,75	1,0	11,3	8,5	202,80	101,23	226,67
16. Склад готовой продукции	94,0		15	0,30	0,6	1,33	28,2	37,6	1,03	29,0	38,7	1192,320	0,015	0,8	0,75	0,9	16,1	12,1	45,14	50,80	67,96
17. Освещение территории												104845,5	0,002	0,90	0,48	1,0	157,3	76,2			
ИТОГО по 0,4 кВ:	13246,2		686	0,6	0,8	0,8	7610,5	5724,3		6084,3	4585,3						545,0	367,0	6629,3	4952,2	8274,8
Нагрузка 10 кВ																					
2. Компрессорная станция (СТД)	630	1890	3	0,75	0,85	-0,62	1417,5	-878,49	1,00	1417,50	-878,49										1667,65
9. Насосная станция (СДН)	1250	2500	2	0,85	0,90	-0,48	2125	-1029,18	1,00	2125,00	-1029,18										2361,11
13. Литейный цех (ДСП-3)	2000	4000	2	0,75	0,80	0,75	3000	2250,00	1,00	3000,00	2250,00										3750,00
13. Литейный цех (ИЧТ-6)	1500	3000	2	0,70	0,95	0,33	2100	690,24	1,00	2100,00	690,24										2210,53
Итого 10кВ:	11390	11390	9	0,76	0,99	0,11948	8642,5	1032,56		8642,50	1032,56										9989,28
Итого по предприятию:	24636,23			0,66	0,92	0,42	16253,02	6756,83		14726,80	5617,82										18264,08

1.3 Построение картограммы электрических нагрузок

Картограмма нагрузок представляет собой размещенные на генплане окружности, центры которых совпадают с центрами нагрузок цехов, а площади кругов пропорциональны расчетным активным нагрузкам. Каждый круг делится на сектора, площади которых пропорциональны расчетным активным нагрузкам электроприемников напряжением до 1000 В, электроприемников напряжением выше 1000 В и электрического освещения. [4]. Поскольку в исходных данных ничего не сказано о размещении электроприемников в цехах, то примем центры электрических нагрузок цехов совпадающими с физическими центрами цехов. [5] Координаторы центров нагрузок соответствующих цехов приведены в таблице 6

Радиусы окружностей и углы секторов для каждого цеха находятся по формулам [8]:

$$r_i = \sqrt{\frac{P_{pi}}{\pi \cdot m}}, \quad (1.31)$$

$$\alpha_{ni} = 360 \cdot \frac{P_{p.ni}}{P_{pi}}; \alpha_{vi} = 360 \cdot \frac{P_{p.vi}}{P_{pi}}; \alpha_{oi} = 360 \cdot \frac{P_{p.osvi}}{P_{pi}}, \quad (1.32)$$

где P_{pi} , $P_{p.ni}$, $P_{p.vi}$, $P_{p.oi}$ - расчетные активные нагрузки всего цеха, электроприемников напряжением до 1000 В, электроприемников напряжением выше 1000 В и электрического освещения, которые берутся для соответствующих цехов из исходных данных к КП и таблицы 5;

m - масштаб площадей картограммы нагрузок, $\frac{\text{кВт}}{\text{м}^2}$.

Масштаб m найдем из следующего условия: радиус круга для цеха с наименьшей расчетной нагрузкой $P_{p.min}$ принимаем равным $r_{min} = 5$ мм. Тогда масштаб m находится по формуле:

$$m = \frac{P_{p.min}}{\pi \cdot r_{min}^2}. \quad (1.33)$$

Расчетную мощность для цеха определяется по формуле:

$$P_{pi} = P_{p.vni} + P_{p.nni} + P_{p.osvi}. \quad (1.34)$$

По формуле (1.33) проведем расчет для гаража и зарядной станции:

$$P_{pi} = 0 + 70,7 + 14,9 = 85,63 \text{ кВт};$$

По результатам расчетов, наименьшую расчетную активную нагрузку потребляет склад готовой продукции. Поэтому по формуле:

$$m = \frac{45,14}{\pi \cdot 5 \text{ мм}^2} = 0,58 \frac{\text{кВт}}{\text{мм}^2}.$$

Тогда по формулам:

$$r_i = \sqrt{\frac{85,63}{\pi \cdot 0,58}} = 6,89 \text{ мм}$$

$$\alpha_{hi} = 360 \cdot \frac{70,70}{85,63} = 297,25^\circ;$$

$$\alpha_{oi} = 360 \cdot \frac{70,70}{85,63} = 62,75^\circ$$

Для остальных цехов результаты расчетов приведены в таблице 1.4

Центр электрических нагрузок предприятия является символическим центром потребления электрической энергии (активной мощности) предприятия, координаты которого находятся по выражениям [8]:

$$X_0 = \frac{\sum_{i=1}^n (P_{pi} \cdot X_i)}{\sum_{i=1}^n P_{pi}}, Y_0 = \frac{\sum_{i=1}^n (P_{pi} \cdot Y_i)}{\sum_{i=1}^n P_{pi}}; \quad (1.35)$$

где X_i, Y_i - координаты центра электрических нагрузок i -го цеха.

По положению ЦЭН предприятия выбирается место положение ГПП, но возможность размещения ГПП зависит стороны с которой приходит питание (учитываем согласно варианта) а также:

- условий почта и грунта
- розе ветров (снижение ветровой нагрузки на провода ВЛ)
- пожаропасности размещаемого оборудования в ОРУ
- минимальных расстояний по ЭМС[4,5]

Вывод по разделу ВКР: Выбрано место расположения ГПП предприятия исходя из посчитанного центра электрической нагрузки предприятия.

Таблица 1.4 – Определение центров электрической нагрузки предприятия

Наименование цеха, отделения, участка	P_p , кВт	$P_{p.нв}$, кВт	$P_{p.вв}$, кВт	$P_{p.осв}$, кВт	X, м	Y, м	m	R, мм	$\alpha_{нв}$	$\alpha_{вв}$	$\alpha_{осв}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1. Гараж и зарядная станция	85,63	70,70	-	14,93	132,04	400,45	0,58	6,89	297,25	-	62,75
2. Компрессорная станция	1803,74	361,76	1417,50	24,48	127,95	325,00	0,58	31,61	72,20	282,91	4,89
3. Заготовительный участок	76,03	65,25	-	10,78	206,75	344,45	0,58	6,49	308,96	-	51,04
4. Электроремонтный цех	269,51	253,20	-	16,31	47,25	313,05	0,58	12,22	338,21	-	21,79
5. Прессово-сварочный цех	1476,78	1437,80	-	38,98	211,40	290,35	0,58	28,60	350,50	-	9,50
6. Сантехнический участок	213,35	204,66	-	8,69	42,65	247,85	0,58	10,87	345,34	-	14,66
7. Модельный цех	200,04	187,80	-	12,24	129,15	247,85	0,58	10,53	337,97	-	22,03
8. Механический цех	1148,13	1109,15	-	38,98	211,40	198,25	0,58	25,22	347,78	-	12,22
9. Насосная станция	2355,57	216,96	2125,00	13,61	125,70	205,30	0,58	36,12	33,16	324,76	2,08
10. Ремонтно-механический цех	593,14	498,50	-	94,64	28,80	147,15	0,58	18,12	302,56	-	57,44
11. Столярный цех	95,67	86,85	-	8,82	111,75	158,15	0,58	7,28	326,81	-	33,19
12. Гальванический цех	571,54	549,12	-	22,42	237,56	103,35	0,58	17,79	345,88	-	14,12
13. Литейный цех	5884,66	744,64	5100,00	40,02	281,75	402,05	0,58	57,09	45,55	312,00	2,45
14. Административный корпус	92,82	77,40	-	15,42	70,30	50,70	0,58	7,17	300,20	-	59,80
15. Столовая	202,80	191,46	-	11,34	125,60	46,10	0,58	10,60	339,87	-	20,13
16. Склад готовой продукции	45,14	29,05		16,10	223,00	51,55	0,58	5,00	231,64	-	128,36
Координаты центра электрических нагрузок предприятия (X;Y)					197,50	298,87					

На плане располагаем ГПП в соответствии с требования изложенными на странице 19 в следующих координатах (X;Y): (43;386)

2 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ ЦЕХОВЫХ ТП

Выбор трансформаторов является важным этапом проектирования. Он существенно влияет на основные технические и экономические показатели разрабатываемой схемы электроснабжения промышленного предприятия.[5]

Цеховые ТП служат для снижения напряжения до 0,4кВ, на которое подключается большинство электроприёмников на предприятии. Они состоят из трансформаторов и комплектных РУ.

Выбор цеховых ТП сводится к решению нескольких задач:

- выбор типа трансформаторов;
- выбор единичной мощности трансформаторов;
- выбор числа трансформаторов на ТП;
- общего числа трансформаторов, обеспечивающих минимум приведенных годовых затрат с СЭС;
- определение мощности конденсаторных батарей на ТП;
- выбор местоположения ТП.

Из справочной литературы находим максимально допустимый период в перерыве электроснабжения оборудования, т.е. определяем категории надёжности электроснабжения цехов. Минимальное число трансформаторов по условиям надёжности ($N_{\text{тmin}}^{\text{H}}$) равно 2 для первой группы, для второй группы - 2 и допускается один трансформатор при наличии резервной перемычки на напряжение 0,4кВ, для третьей группы допускается установка одного трансформатора.

Существующая связь между экономически целесообразной мощностью отдельного трансформатора $S_{\text{эт}}$ цеховой ТП и плотностью σ электрической нагрузки цеха получена на основе технико-экономических расчетов и приближенно представлена в таблице 2.1

Таблица 2.1 - Связь между $S_{\text{эт}}$ и σ

Плотность электрической нагрузки цеха σ , кВА/м ²	0,03...0,05	0,05...0,06	0,06...0,08	0,08...0,11	0,11...0,14	0,14...0,18	0,18...0,25	0,25...0,34	0,34...0,5	0,5... выше
Экономически целесообразная мощность 1-го тр-ра цеховой ТП, $S_{\text{эт}}$, кВА	250	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500

Мощность трансформаторов цеховой ТП зависит от величины нагрузки электроприемников, их категории по надежности электроснабжения, от размеров площади, на которой они размещены и т.п. [2]

Согласно [8] выбор типа, мощности и других параметров подстанций, а также их расположение должны обуславливаться значением и характером электрических нагрузок и размещением их на генеральном плане предприятия.

Из справочной литературы находим максимально допустимый период в перерыве электроснабжения оборудования, т.е. определяем категории надёжности электроснабжения цехов. Минимальное число трансформаторов по условиям надёжности ($N_{\text{тmin}}^{\text{H}}$) равно 2 для первой группы, для второй группы - 2 и допускается один трансформатор при наличии резервной перемычки на напряжение 0,4кВ, для третьей группы допускается установка одного трансформатора.

Существующая связь между экономически целесообразной мощностью отдельного трансформатора $S_{\text{эт}}$ цеховой ТП и плотностью σ электрической нагрузки цеха получена на основе технико-экономических расчетов и приближенно представлена в таблице 2.1

Определим число трансформаторов на каждой из цеховых ТП.

Находим плотность цеховой нагрузки согласно [8]:

$$\sigma = \frac{S_{\text{р}}}{F_{\text{ц}}} \quad (2.1)$$

где $S_{\text{р}}$ - расчетная электрическая нагрузка цеха, кВА;

$F_{\text{ц}}$ - площадь цеха, м².

Минимальное экономически выгодное число трансформаторов определяется по формуле:

$$N_{\text{min}}^{\text{эк}} = \frac{P_{\text{р}}}{K_{\text{зтдоп}} \cdot S_{\text{эт}}} + \Delta N_{\text{т}} \quad (2.2)$$

где $P_{\text{р}}$ – расчётная активная нагрузка цеха;

$K_{\text{з.т.доп}}$ – допустимый коэффициент загрузки трансформатора в период максимума цеховой нагрузки, зависит от категории надёжности электроснабжения цеха[8]:

$K_{\text{з.т.доп}} = 0,65 \dots 0,7$ – для первой категории,

$K_{\text{з.т.доп}} = 0,8 \dots 0,85$ – для второй категории,

$K_{\text{з.т.доп}} = 0,93 \dots 0,95$ – для третьей категории,

$\Delta N_{\text{т}}$ – добавка до ближайшего целого числа.

Минимальное число трансформаторов в цехе определяется как максимум из числа трансформаторов по условиям надёжности и по экономической целесообразности[8]:

$$N_{\text{т.min}} = \max(N_{\text{min}}^{\text{эк}}; N_{\text{т.min}}^{\text{H}}) \quad (2.3)$$

Оптимальное число трансформаторов в цехе находим по формуле:
Оптимальное число трансформаторов в цехе находим по формуле:

$$N_T^{\text{опт}} = N_{T.\text{min}} + m \quad (2.4)$$

где, m - добавка до оптимального числа, $m = f(N_{T.\text{min}}; K_{з.т.доп}; \Delta N_T)$, берется из справочной литературы. При условии $N_{\text{min}}^{\text{эк}} < N_{T.\text{min}}^{\text{н}}$ принимается $N_T^{\text{опт}} = N_{T.\text{min}}$ и единичная мощность трансформаторов определяется по формуле:

$$S_{T.\text{ном}} \geq \frac{P_p}{K_{з.т.доп} \cdot N_T^{\text{опт}}} \quad (2.5)$$

Тип трансформаторов устанавливаемых на ТП зависит от условий эксплуатации.

Чтобы уменьшить загрузку цеховых трансформаторов и уменьшить потери энергии в элементах СЭС устанавливают компенсационные устройства (конденсаторные батареи).

Найдём мощности компенсирующих устройств на каждой ТП.

Предельная реактивная мощности которую сможет пропустить выбранный трансформатор не перегружившись в нормальном режиме[8]:

$$Q_{1p} = \sqrt{(N_T^{\text{опт}} \cdot K_{з.т.доп} \cdot S_{T.\text{ном}})^2 - P_p^2} \quad (2.6)$$

где $N_T^{\text{опт}}$ – число трансформаторов цеховой ТП;

$K_{з.т.доп}$ – допустимый коэффициент загрузки трансформаторов цеховой ТП в нормальном режиме;

$S_{T.\text{ном}}$ – номинальная мощность трансформаторов цеховой ТП;

P_p – расчетная активная нагрузка рассматриваемого цеха.

Величина Q_{1p} является расчетной, поэтому в общем случае реактивная нагрузка трансформаторов Q_1 не равна ей:

$$Q_1 = \begin{cases} Q_{1p} & \text{если } Q_{1p} < Q_p \\ Q_p & \text{если } Q_{1p} \geq Q_p \end{cases} \quad (2.7)$$

Q_1 – реальная реактивная мощность проходящая через трансформатор в период максимума нагрузки. При $Q_{1p} < Q_p$ трансформаторы ТП не могут пропустить всю реактивную нагрузку и поэтому часть её должна быть скомпенсирована с помощью конденсаторов, которые следует установить на стороне низкого напряжения данной ТП.

Мощность этих конденсаторов будет составлять[8]:

$$Q_{\text{ку}} = Q_p - Q_1 \quad (2.8)$$

Коэффициенты загрузки трансформаторов в нормальном и послеаварийном режимах соответственно:

$$K_{\text{з.т.норм}} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_1^2}}{N_T^{\text{опт}} \cdot S_{\text{т.ном}}} \quad (2.9)$$

$$K_{\text{зтп/ав}} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_1^2} \cdot N_{\text{т.вз.рез}}}{N_T^{\text{опт}} \cdot (N_{\text{т.вз.рез}} - 1) \cdot S_{\text{т.ном}}} \quad (2.10)$$

где $N_{\text{т.вз.рез}}$ – число взаимно резервированных трансформаторов цеховых ТП.

Потери активной мощности в трансформаторе находятся по формуле:

$$\Delta P_T = n \cdot (\Delta P_{\text{хх}} + K_{\text{з.т.норм}}^2 \cdot \Delta P_{\text{кз}}) \quad (2.11)$$

где n – число ТП в цехе;

$\Delta P_{\text{хх}}$ – потери холостого хода в трансформаторе, кВт;

$K_{\text{з.т.норм}}$ – коэффициент загрузки трансформатора в нормальном режиме;

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

Потери реактивной мощности в трансформаторе:

$$\Delta Q_T = \frac{n \cdot S_{\text{т.ном}}}{100} \cdot (I_{\text{хх}} + K_{\text{з.т.норм}}^2 \cdot U_{\text{кз}}) \quad (2.12)$$

где $I_{\text{хх}}$ – ток холостого хода;

$S_{\text{т.ном}}$ – номинальная мощность трансформатора, кВА;

$U_{\text{кз}}$ – напряжение короткого замыкания.

Местоположение подстанций выбираем по возможности ближе к центрам электрических нагрузок с учётом расположения технологического оборудования, а также учитываем центры рассчитанные ранее центр для установки ТП. Расчет приводим в таблице 2.3.

Питание по низковольтным НРП осуществляется от:

При определении необходимости установки низковольтного РП руководствуемся правилом пятнадцати тысячника:

$$S_p \cdot l < 15000 \text{ кВА} \cdot \text{м} \quad (2.13)$$

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.156 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24

где S_p – полная расчетная нагрузка цеха,
 l – расстояние от НРП цеха до соседней ТП (определяется по длине траншеи кабельной линии).

Проверку этого условия выполняем в таблице 2.2 приведенной ниже.

Таблица 2.2 – Проверка целесообразности питания цехов от НРП

Номер цеховой ТП	Номер РП-Цех№	S_p , кВА	L , м	$S_p \cdot L$, кВА·м
ТП1	НРП1-1	127,04	66,00	8384,81
ТП3	НРП2-3	106,55	30,00	3196,61
ТП2	НРП3-6	251,59	40,00	10063,69
ТП4	НРП4-7	265,66	20,00	5313,13
ТП4	НРП5-11	134,98	45,00	6074,08
ТП8	НРП6-14	129,65	33,00	4278,58
ТП8	НРП7-16	67,96	66,00	4485,33

Из таблицы видно, что установка всех НРП экономически целесообразна.

В послеаварийном режиме (при превышении коэффициента выше 1,4 [9] см. сноску в таблице Выбор цеховых ТП) на подстанциях в связи с выходом одного трансформатора из строя необходимо отключить часть потребителей, не участвующих в основном технологическом процессе.

Далее приводим расчет таблично.

Местоположение подстанций выбираем по возможности ближе к центрам электрических нагрузок с учётом расположения технологического оборудования.

Вывод по разделу ВКР: Произведен расчет и выбор трансформаторов, устанавливаемых на цеховых подстанция предприятия. Произведен расчет потерь ЭЭ в выбранных трансформаторах марки ТМГ.

Таблица 2.3 – Выбор цеховых ТП

Номера цехов и подразделений	Катег. по надежн.	N ^н _{т.мин}	P _p , кВт	Q _p , кВт	S _p , кВт	F	σ	S _{эт.}	тип гр-ра	K _{з.доп.норм}	N ^з _{т.мин}	ΔN _т	N _{т.мин}	m	N _{т.опг}	S _{т.ном}	№ п/ст или РП	Q _{1p}	Q ₁	Q _{кy}	K _{з.т.норм}	K _{з.т.п/ав}
ТП1																						
1. Гараж и зарядная станция	III	2	85,63	93,85	127,04	1047	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	РП1-1	-	-	-	-	-
2. Компрессорная станция	II	2	386,24	242,56	456,09	1718	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ИТОГО:	II	2	471,87	336,41	583,13	2766	0,21	1250	ТМГ	0,8	2,00	1,53	2	0	2	400	ТП1	433,25	336,41	0,00	0,72	1,4*
ТП2																						
4. Электроремонтный цех	II	2	269,51	202,13	336,89	1145	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6. Сантехнический участок	III	1	213,35	133,35	251,59	610	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	РП3-6	-	-	-	-	-
ИТОГО:	II	2	482,86	335,48	588,48	1754	0,34	1600	ТМГ	0,8	2,00	1,62	2	0	2	400	ТП2	420,06	335,48	0,00	0,73	1,4*
ТП3																						
3. Заготовительный участок	III	1	76,03	74,65	106,55	757	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	РП2-3	-	-	-	-	-
5. Прессово-сварочный цех	II	2	1476,78	1258,79	1940,47	2735	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ИТОГО:	II	2	1552,81	1333,44	2047,02	3492	0,59	2500	ТМГ	0,8	2,00	1,22	2	0	2	1000	ТП3	385,72	385,72	947,72	0,80	1,4*
ТП4																						
7. Модельный цех	III	1	200,04	174,81	265,66	859	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	РП4-7	-	-	-	-	-
9. Насосная станция	II	2	230,57	144,67	272,19	955	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
11. Столярный цех	III	1	95,67	95,22	134,98	619	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	РП5-11	-	-	-	-	-
ИТОГО:	II	2	526,28	414,69	672,83	2433	0,28	1600	ТМГ	0,8	2,00	1,84	2	0	2	400	ТП4	362,09	362,09	52,60	0,80	1,4*
ТП5																						
8. Механический цех	II	2	1148,13	861,09	1435,16	2735	0,52	2500	ТМГ	0,8	2,00	1,95	2	0	2	1000	ТП5	1111,88	861,09	0,00	0,72	1,4*
ТП6																						
10. Ремонтно-механический цех	II	2	593,14	406,76	719,21	6641	0,11	800	ТМГ	0,8	2,00	1,07	2	0	2	630	ТП6	815,02	406,76	0,00	0,57	1,14
ТП7																						
12. Гальванический цех	II	2	571,54	357,13	673,94	1573	0,43	2000	ТМГ	0,8	2,00	1,64	2	0	2	400	ТП7	288,00	288,00	69,13	0,80	1,4*
ТП8																						
14. Административный корпус	II	2	92,82	90,53	129,65	1082	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	РП6-14	-	-	-	-	-
15. Столовая	III	1	202,80	101,23	226,67	796	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
16. Склад готовой продукции	III	1	45,14	50,80	67,96	1192	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	РП7-16	-	-	-	-	-
ИТОГО:	II	2	340,76	242,56	424,28	3070	0,14	800	ТМГ	0,8	2,00	1,93	2	0	2	400	ТП8	541,94	242,56	0,00	0,52	1,05
ТП9																						
13. Литейный цех	II	2	784,66	588,49	980,82	2808	0,35	2000	ТМГ	0,8	2,00	1,87	2	0	2	630	ТП9	630,14	588,49	0,00	0,78	1,4*
* при превышении K _{з.т.п/ав} в послеаварийном режиме необходимо отключить часть потребителей не участвующих в основном технологическом процессе																						

Таблица 2.4 – Потери мощности в цеховых ТП

Номер ТП	$S_{г\text{ ном}}$	тип тр-ра	$N_{г\text{ олг}}$	$K_{з\text{ т норм}}$	$U_{кз}, \%$	$P_{xx}, \text{ кВт}$	$P_{кз}, \text{ кВт}$	$I_{xx}, \%$	$\Delta P_{тр}, \text{ кВт}$	$\Delta Q_{тр}, \text{ квар}$	$P_p + \Delta P_{тр}, \text{ кВт}$	$Q_1 + \Delta Q_{тр}, \text{ кВт}\cdot\text{ч}$	$S_p, \text{ кВА}$
ТП1	400	ТМГ	2	0,72	4,5	0,95	5,9	2,10	8,09	35,69	479,96	372,10	607,303
ТП2	400	ТМГ	2	0,73	4,5	0,95	5,9	2,10	8,27	36,25	491,13	371,73	615,949
ТП3	1000	ТМГ	2	0,80	5,50	2,45	12,20	1,40	20,52	98,40	1573,33	484,12	1646,13
ТП4	400	ТМГ	2	0,80	4,5	0,95	5,9	2,10	9,43	39,77	535,71	401,86	669,684
ТП5	1000	ТМГ	2	0,72	5,50	2,45	12,20	1,40	17,47	84,67	1165,60	945,77	1501,03
ТП6	630	ТМГ	2	0,57	5,5	1,31	8,5	2,00	8,16	47,78	601,30	454,54	753,765
ТП7	400	ТМГ	2	0,80	4,5	0,95	5,9	2,10	9,45	39,84	580,99	327,84	667,105
ТП8	400	ТМГ	2	0,52	4,5	0,95	5,9	2,10	5,13	26,64	345,89	269,20	438,303
ТП9	630	ТМГ	2	0,78	5,5	1,31	8,5	2,00	12,93	67,22	797,59	601,43	998,93
ИТОГО:									99,45	476,25			

3 ВЫБОР НАПРЯЖЕНИЯ СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ И ТРАНСФОРМАТОРОВ ГЛАВНОЙ ПОНИЗИТЕЛЬНОЙ ПОДСТАНЦИИ

3.1 Предварительный выбор трансформаторов ГПП

Предварительный выбор трансформаторов ГПП обусловлен наличием высоковольтных электроприемников с резкопеременной нагрузкой – печи ДСП.

В дальнейшем трансформаторы будут проверены на стойкость к ударным нагрузкам.

Величина напряжения питания главной понизительной подстанции предприятия определяется наличием конкретных источников питания, уровнями напряжения на них, расстоянием от ГПП до этих источников, возможностью сооружения воздушных линий для передачи электроэнергии и другими факторами. [5]

Величину рационального напряжения можно оценить по приближенной формуле Стилла [8]:

$$U_{\text{рац}} = 4,34 \cdot \sqrt{1 + 0,016 \cdot P_{\text{р.п}}^V}, (3.1)$$

где l – длина питающей ГПП линии. Согласно исходным данным $l = 14,0$ км.

$P_{\text{р.п}}^V$ – расчетная максимальная активная нагрузка предприятия на стороне низшего напряжения ГПП, кВт [8]:

$$P_{\text{р.п}}^V = K_{\text{о.м}} \cdot [P_{\text{р.НВ}} + \sum P_{\text{р.ВВ}} + \Delta P_{\text{т.с}}] + P_{\text{р.о}}, (3.2)$$

где $K_{\text{о.м}}$ – коэффициент одновременности максимумов, $K_{\text{о.м}} = f(m; K_{\text{иа}})$ Исходя из раздела 1 для шин НН ГПП $K_{\text{о.м}} = 0,90$; т.к. $K_{\text{иа}} = 0,66$, количество присоединений к шинам 10 кВ 9-25.

$P_{\text{р.НВ}}$ – расчетная активная низковольтная нагрузка силовых ЭП. Из раздела 1 известно, что $P_{\text{НВ}} = 6084,30$ кВт;

$\sum P_{\text{р.ВВ}}$ – расчетная мощность высоковольтных приемников, определена в предыдущих разделах КП, $\sum P_{\text{р.ВВ}} = 8642,50$ кВт;

$\Delta P_{\text{т.с}}$ – суммарная активная мощность потерь выбранных ТП предприятия, определена в предыдущих разделах КП, $\Delta P_{\text{т.с}} = 99,45$ кВт;

$P_{\text{р.о}}$ – суммарная расчетная мощность освещения предприятия (территории + цеха), определена в предыдущих разделах КП, $P_{\text{р.о}} = 545,01$ кВт;

Определим величину расчетной максимальной нагрузки предприятия на стороне низшего напряжения ГПП:

$$P_{\text{р.п}}^V = 0,90 \cdot [6084,30 + 8642,50 + 99,45] + 545,01 = 13888,63 \text{ кВт}$$

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.156 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

По формуле 3.1:

$$U_{\text{рац}} = 4,34 \cdot \sqrt{14,0 + 0,016 \cdot 13888,63} = 66,70 \text{ кВ}$$

Полная расчетная нагрузка предприятия, необходимая для выбора силовых трансформаторов ГПП, находится приближенно по формуле [8]:

$$S_{\text{р.п}}^V = \sqrt{P_{\text{р.п}}^V{}^2 + (Q_{\text{эс}} - \Delta Q_{\text{т.гпп}\Sigma})^2}, \quad (3.3)$$

где $Q_{\text{эс}}$ - экономически целесообразная реактивная мощность на стороне высшего напряжения ГПП, потребляемая предприятием от энергосистемы

$\Delta Q_{\text{т.гпп}\Sigma}$ - потери реактивной мощности в тр-рах ГПП.

$$Q_{\text{эс}} = P_{\text{р.п}} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{эс}} \quad (3.4)$$

$$\Delta Q_{\text{т.гпп}\Sigma} \approx 0,07 \cdot \sqrt{P_{\text{р.п}}^V{}^2 + Q_{\text{эс}}^2}, \quad (3.5)$$

Согласно приказа [11] Министерства энергетики РФ от 23 июня 2015 г. N 380 "О Порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии" значение коэффициента реактивной мощности регламентированы для различных уровней напряжения и отражены в Таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Значение коэффициента реактивной мощности для разных уровней напряжения

Напряжение сети, кВ	1-20	35	110
tgφ	0,4	0,4	0,5

Тогда:

- для 110 кВ:

$$Q_{\text{э.с.}} = 13888,63 \cdot 0,5 = 6944,32 \text{ кВАр}$$

- для 35 кВ:

$$Q_{\text{э.с.}} = 13888,63 \cdot 0,4 = 5555,45 \text{ кВАр}$$

Ориентировочные потери в трансформаторах ГПП:

- для 110 кВ:

$$\Delta Q_{\text{т.гпп}\Sigma} \approx 0,07 \cdot \sqrt{13888,63^2 + 6944,32^2} = 1086,96 \text{ кВАр}$$

- для 35 кВ:

$$\Delta Q_{\text{т.гпп}\Sigma} \approx 0,07 \cdot \sqrt{13888,63^2 + 5555,45} = 1454,48 \text{ кВар}$$

Полная расчетная нагрузка предприятия:

- для 110 кВ:

$$S_{\text{р.п}}^V = \sqrt{13888,63^2 + (6944,32 - 1086,96)^2} = 15073,25 \text{ кВА}$$

- для 35 кВ:

$$S_{\text{р.п}}^V = \sqrt{13888,63^2 + (5555,45 - 1454,48)^2} = 14602,03 \text{ кВА}$$

Так как различие полных расчётных нагрузок $S_{\text{р.п.}}$ для разного уровня напряжений незначительно и практически не влияет на выбор мощности трансформатора, поэтому принимаем их условное равенство.

Мощность трансформаторов на двухтрансформаторных ГПП (110 кВ) [8] определяется по формуле:

$$S_{\text{т}(110)} = \frac{S_{\text{р.п.}}}{n \cdot K_{\text{з.ном}}}, \quad (3.6)$$

где n - количество трансформаторов на ГПП, $n=2$;

$K_{\text{з.д}}$ - коэффициент загрузки трансформаторов ГПП в нормальном режиме;
 $K_{\text{з.д}} = 0,7$

По (3.19):

$$S_{\text{т}(110)} = \frac{15073,25}{2 \cdot 0,7} = 10766,60 \text{ кВА}$$

$$S_{\text{т}(35)} = \frac{14602,03}{2 \cdot 0,7} = 10430,02 \text{ кВА}$$

При выборе трансформаторов ГПП руководствуемся минимальной начальной мощностью из линейки ГОСТ – 16 МВА. Для дальнейшего экономического обоснования варианта (трансформатор и его параметры взяты из номенклатурного каталога завода Тольяттинский трансформатор):

- Трансформатор ТДН-16000/110 У1, УХЛ1 СТО 15352615-023-2011[13]

- Трансформатор ТДНС -16000/35 У1, УХЛ1 СТО 15352615-023-2011[13]

Тогда величина коэффициентов загрузки трансформаторов ГПП будет определена по формуле:

$$K_{\text{з.ном}} = \frac{S_{\text{р.п.}(110)}}{n \cdot S_{\text{ном.т}}} \quad (3.7)$$

Для варианта 110 кВ:

В нормальном и послеаварийном режиме:

$$K_{з.ном} = \frac{S_{р.п.(110)}}{n \cdot S_{ном.т}} = \frac{15073,25}{2 \cdot 16000} = 0,47$$

$$K_{з.пав} = \frac{S_{р.п.(110)}}{n \cdot S_{ном.т}} = \frac{15073,25}{1 \cdot 16000} = 0,94$$

Для варианта 35 кВ:

В нормальном и послеаварийном режиме:

$$K_{з.ном} = \frac{S_{р.п.(35)}}{n \cdot S_{ном.т}} = \frac{14602,03}{2 \cdot 16000} = 0,46$$

$$K_{з.пав} = \frac{S_{р.п.(35)}}{n \cdot S_{ном.т}} = \frac{14602,03}{1 \cdot 16000} = 0,91$$

Таблица 3.2 – Выбор трансформаторов на ГПП

Напряжение, кВ	110	35
Экономически целесообразная реактивная мощность $Q_{эс}$, кВАр	6944,32	5555,45
Полная расчетная нагрузка $S_{р.п.}$, кВА	15073,25	14602,03
Мощность трансформатора ГПП $S_{т.}$, кВА	16000	16000
Тип трансформатора ГПП	ТДН-16000/110	ТДНС-16000/35
Номинальная мощность трансформатора, кВА	16000	16000
Напряжение на высокой стороне $U_{вн.}$, кВ	115	35
Напряжение на низкой стороне $U_{нн.}$, кВ	11	11
Потери холостого хода $\Delta P_{хх}$, кВт	12,0	14,5
Потери короткого замыкания $\Delta P_{кз}$, кВт	83	85
Напряжение короткого замыкания $U_{кз}$, %	10,5	10,0
Ток холостого хода $I_{хх}$, %	0,30	0,5
Коэффициент загрузки в нормальном режиме	0,47	0,46
Коэффициент загрузки в послеаварийном режиме	0,94	0,91

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ЮУрГУ-13.03.02.2021.156 ПЗ ВКР

Лист

31

Далее проводим проверку на стойкость к ударной нагрузке выбранного типа трансформаторов ГПП

3.2 Проверка трансформатора ГПП на стойкость к ударным толчкам тока от ДСП

Так как на предприятии имеются электроприемники с резкопеременной, ударной нагрузкой, то необходимо проверить трансформатор на стойкость к ударным толчкам током, вызванных эксплуатационными короткими замыканиями при работе дуговой сталеплавильной печи (ДСП). Печь ДСП-3 запитана от печного трансформатора ЭТПМК-3200/10. [14] Для рассматриваемого печного трансформатора произведем расчет тока по формуле:

Тогда ток печного трансформатора определим по формуле:

$$I_{п.тр} = \frac{S_{п.тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (3.9)$$

$$I_{п.тр} = \frac{2000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 115,6 \text{ А.}$$

Величина эксплуатационного тока КЗ для печи ДСП малой емкости:

$$I_{экс}^{(3)} = 3,5 \cdot I_{п.тр}, \quad (3.10)$$

$$I_{экс}^{(3)} = 3,5 \cdot 115,6 = 404,6 \text{ А}$$

Проверить выбранный трансформатор на стойкость к многократным толчковым нагрузкам, то есть выполнение условия Проверку выбранного ранее трансформатора, при условии рассчитанного пикового тока проводим по формуле:

$$\frac{I_{пик}}{I_{тр.гпп}} \leq k_{уд} \quad (3.11)$$

где $I_{пик}$ – пиковый ток создаваемый печами ДСП и спокойной нагрузкой;
 $I_{тр.гпп}$ – ток трансформатора ГПП;

Значения $K_{у. доп}$ приведены в таблице 3.3

При определении пикового тока следует учесть возможность сдвига технологических графиков ДСП так, чтобы режим расплава в одной печи совпадал с режимом рафинирования в другой печи. Тогда пиковый ток можно определить по выражению:

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.156 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		32

$$I_{\text{пик}} = I_{\text{экс}}^{(3)} + 0,4 \cdot I_{\text{п.тр}} + I_{\text{спок}} \quad (3.12)$$

Таблица 3.3 - Допустимые кратности ударных нагрузок силовых трансформаторов

Число ударных толчков тока в сутки	Допустимая кратность толчков нагрузки при мощности трансформатора	
	до 25 МВ·А	32...100 МВ·А
До 3-х включительно	4	2
От 3-х до 40	2	1,3
От 40 до 1000	1,3	1,1

Номинальный ток трансформатора ГПП по формуле:

$$I_{\text{тр.гпп}} = \frac{S_{\text{тр.гпп}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_{\text{об}}},$$

где $n_{\text{об}}$ – количество расщепленных обмоток трансформатора (если такие присутствуют)

(3.13)

$$I_{\text{тр.гпп}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 924,85 \text{ А}$$

При невыполнении условий (3.11) и (3.12) необходимо принять трансформатор с большей номинальной мощностью

Величина полной мощности одного высоковольтного электроприемника:

$$S_i = \frac{P_{\text{ном}}}{\cos \varphi}, \quad (3.14)$$

где $P_{\text{ном}}$ – активная мощность электроприемника 10кВ, кВт,
 $\cos \varphi$ – коэффициент активной мощности (заданный).

Определим величины полных мощностей для всех групп высоковольтных электроприемников:

Для СТД 630:

$$S_{\text{СТД630}} = \frac{630}{0,85} = 741,2 \text{ кВА}$$

Для СДН 1250:

$$S_{\text{СДН1250}} = \frac{1250}{0,90} = 1388,88 \text{ кВА}$$

Для ИЧТ:

$$S_{\text{ИЧТ}} = \frac{1500}{0,95} = 1578,94 \text{ кВА}$$

Для низковольтной нагрузки:

$$S_{\text{НН}} = \sqrt{6084,3^2 + 4585,3^2} = 7618,6 \text{ кВА}$$

Определим величины токов для электроприемников 10 кВ:

$$I_{\text{СТД630}} = \frac{741,2}{\sqrt{3} \cdot 10} = 42,84 \text{ А}$$

$$I_{\text{СДН1250}} = \frac{1388,88}{\sqrt{3} \cdot 10} = 80,28 \text{ А}$$

$$I_{\text{ИЧТ}} = \frac{1578,94}{\sqrt{3} \cdot 10} = 91,26 \text{ А}$$

$$I_{\text{НН}} = \frac{7618,6}{\sqrt{3} \cdot 10} = 440,38 \text{ А}$$

Величину спокойного тока нагрузки определим по формуле:

$$I_{\text{СПОК}} = K_{\text{ОМ}} \cdot \sum_{i=1}^n k_{\text{и.а}i} \cdot n_i \cdot I_i, \quad (3.15)$$

$$I_{\text{СПОК}} = 0,9 \cdot (0,75 \cdot 3 \cdot 42,84 + 0,85 \cdot 2 \cdot 80,28 + 0,70 \cdot 2 \cdot 91,26 + 0,6 \cdot 440,38) = 0,9 \cdot 624,86 = 562,37 \text{ А}$$

Тогда величина пикового тока:

$$I_{\text{ПИК}} = 404,6 + 46,24 + 562,37 = 1013,21 \text{ А}$$

Для трансформатора 16МВА:

$$\frac{1013,21}{924,85} = 1,09 < 1,3$$

Из полученных расчетов видно, что трансформатор наименьшей мощности – 16 МВА проходит на стойкость к ударным токам. Окончательно принимаем к установке в качестве трансформаторов ГПП – 2хТДН-16000/110.

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.156 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

Схемы внешнего электроснабжения предварительно выбираем согласно [12] представлены на рисунке 3.1 ниже. Далее произведем технико-экономическое сравнение схем с ремонтной перемычкой и без нее.

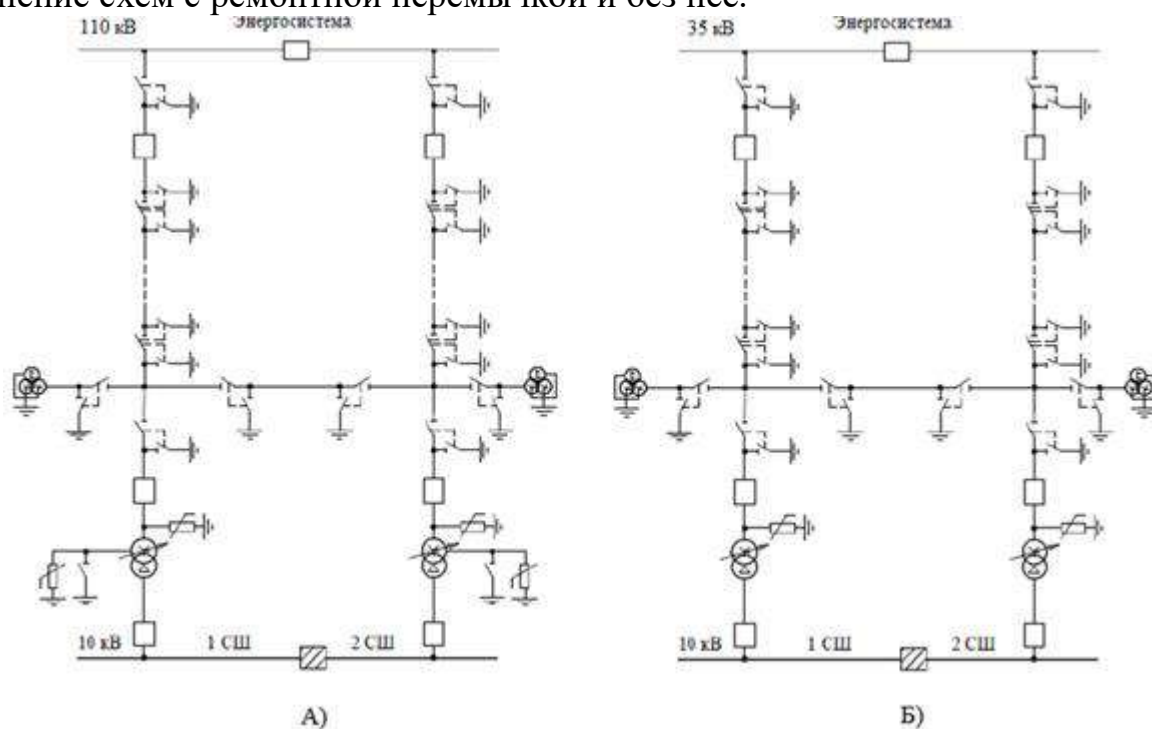


Рисунок 3.1 – Схемы 110-4Н на напряжения 35 и 110 кВ

Вывод по разделу ВКР: Произведена проверка выбранных типов трансформаторов на стойкость к ударным токам. Выбраны варианты схем внешнего электроснабжения СЭС предприятия.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

4 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ

4.1 Расчет электрических параметров схем внешнего электроснабжения

Схема РУ ВН ГПП – 110(35)-4Н. Схема РУ НН ГПП - Одна секционированная выключателем система шин (10(6)-1). В качестве трансформатора ГПП производим расчет для двух уровней напряжения 35 и 110 кВ. Определим потери энергии в трансформаторах ГПП. Параметры трансформатора приведены в таблице 3.2.

Потери активной и реактивной мощности определяются по формулам [8].

Для ТДН-16000/110 величины потерь:

$$\Delta P_T = 2 \cdot (12 + 0,47^2 \cdot 83) = 60,83 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_T = \frac{2 \cdot 16000}{100} (0,30 + 0,47^2 \cdot 10,5) = 841,51 \text{ кВАр};$$

Для ТДНС-16000/35 величины потерь:

$$\Delta P_T = 2 \cdot (14,5 + 0,46^2 \cdot 85,0) = 64,40 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_T = \frac{2 \cdot 16000}{100} \cdot (0,5 + 0,46^2 \cdot 10,0) = 859,63 \text{ кВАр};$$

Потери электроэнергии в трансформаторах определяются по формуле [8]:

$$\Delta W_T = n \cdot (\Delta P_{xx} \cdot T_r + K_{3.H}^2 \cdot \Delta P_{кз} \cdot \tau), \quad (4.1)$$

где n- число трансформаторов на ГПП;

T_r -число часов в году, $T_r = 8760 \text{ ч.}$;

τ - годовое число часов максимальных потерь, которое определяется по выражению[8]:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_M}{10^4} \right)^2 \cdot T_r, \quad (4.2)$$

где T_M - годовое число часов использования получасового максимума активной нагрузки. По [14] для ремонтного завода $T_M = 4000 \text{ ч.}$

По (4.2):

$$\tau = \left(0,124 + \frac{4000}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 2487,84 \text{ ч}$$

По формуле (4.1):

$$\Delta W_{T110} = 2 \cdot (12 \cdot 8760 + 0,47^2 \cdot 83 \cdot 2487,84) = 301871,37 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год};$$

$$\Delta W_{T35} = 2 \cdot (14,5 \cdot 8760 + 0,46^2 \cdot 85 \cdot 2487,84) = 254040,00 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год};$$

Рассчитаем ЛЭП от районной подстанции энергосистемы до ГПП предприятия. Нагрузка в начале линии находится по формуле [8]:

$$S_{p.l} = \sqrt{(P_{p.l} + \Delta P_T)^2 + Q_{эс}^2}, \quad (4.3)$$

По (4.3):

$$S_{p.l110} = \sqrt{(13888,63 + 60,83)^2 + 6944,32^2} = 15582,40 \text{ кВА}$$

$$S_{p.l35} = \sqrt{(13888,63 + 64,40)^2 + 5555,45^2} = 15018,33 \text{ кВА}$$

Расчетный ток одной цепи линии 110 кВ находится по формуле [4,5]:

$$I_{p.l} = \frac{S_{p.l}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}}, \quad (4.4)$$

где n- число цепей линии, n=2;

$U_{ном}$ - номинальное напряжение сети; $U_{ном} = 35$ и 110 кВ.

По (4.4):

$$I_{p.l110} = \frac{15582,40}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 40,91 \text{ А}$$

$$I_{p.l35} = \frac{15018,33}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 35} = 124,02 \text{ А}$$

Ток одной цепи ЛЭП в послеаварийном режиме определяется по формуле [2,3]:

$$I_{п/ав} = I_{p.мах} = \frac{1,4 \cdot S_{Т ном}^{ГПП}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (4.5)$$

По (4.5):

$$I_{п/ав} = I_{раб.мах} = \frac{1,4 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 117,70 \text{ А}.$$

$$I_{п/ав} = I_{раб.мах} = \frac{1,4 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 369,94 \text{ А.}$$

Согласно сечение проводов ВЛ находим по экономической плотности тока по формуле [5,7]:

$$F_{эк} = \frac{I_{р.л}}{j_{эк}} \quad (4.6)$$

где $j_{э}$ - экономическая плотность тока, А/мм². Согласно [15, табл.1.3.36] экономическая плотность тока для неизолированных алюминиевых проводов при $T_m = 4000$ ч. равняется $j_{э} = 1,1$ А/мм².

По (4.6):

$$F_{э110} = \frac{40,91}{1,1} = 37,22 \text{ мм}^2,$$

$$F_{э35} = \frac{124,02}{1,1} = 112,74 \text{ мм}^2,$$

Однако по условиям короны минимальное сечение провода ВЛ 35 и 110 кВ составляет 70 мм².

Поэтому в качестве проводов ВЛ от районной подстанции энергосистемы до ГПП предприятия, принимаем провода марки АС:

Для сети 110 кВ сечением $F = 70 \text{ мм}^2$. Параметры провода [4,5]: Длительно допустимый ток $I_{доп}=265$ А; удельные активное и индуктивное сопротивления: $r_0=0,428$ Ом/км; $x_0=0,444$ Ом/км. Для сети 35 кВ провод $F = 120 \text{ мм}^2$ удельные активное и индуктивное сопротивления: $r_0=0,249$ Ом/км; $x_0=0,414$ Ом/км, $I_{доп}=390$ А

Провод должен быть проверен по нагреву в послеаварийном режиме [10]:

$$I_{доп} > I_{п/ав}, \quad (4.7)$$

По (4.7):

$$265 \text{ А} > 117,70 \text{ А.}$$

$$390 \text{ А} > 369,94 \text{ А.}$$

Потери активной энергии в проводах за год [8]:

$$\Delta W_{л} = N \cdot (3 \cdot I_{р.л}^2 \cdot r_0 \cdot l \cdot \tau) \cdot 10^{-3}, \quad (4.8)$$

По (4.8):

$$\Delta W_{л110} = 2 \cdot (3 \cdot 40,91^2 \cdot 0,428 \cdot 14 \cdot 2487,84) \cdot 10^{-3} = 149925,82 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год}$$

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.156 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		38

$$\Delta W_{\text{ЛЗ5}} = 2 \cdot (3 \cdot 124,02^2 \cdot 0,249 \cdot 14 \cdot 2487,84) \cdot 10^{-3} = 800305,59 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год}$$

Рассчитаем тока короткого замыкания в начале отходящих линий от питающей подстанции энергосистемы и на вводах ГПП. Схемы для расчета токов КЗ представлены на рисунке 4.1

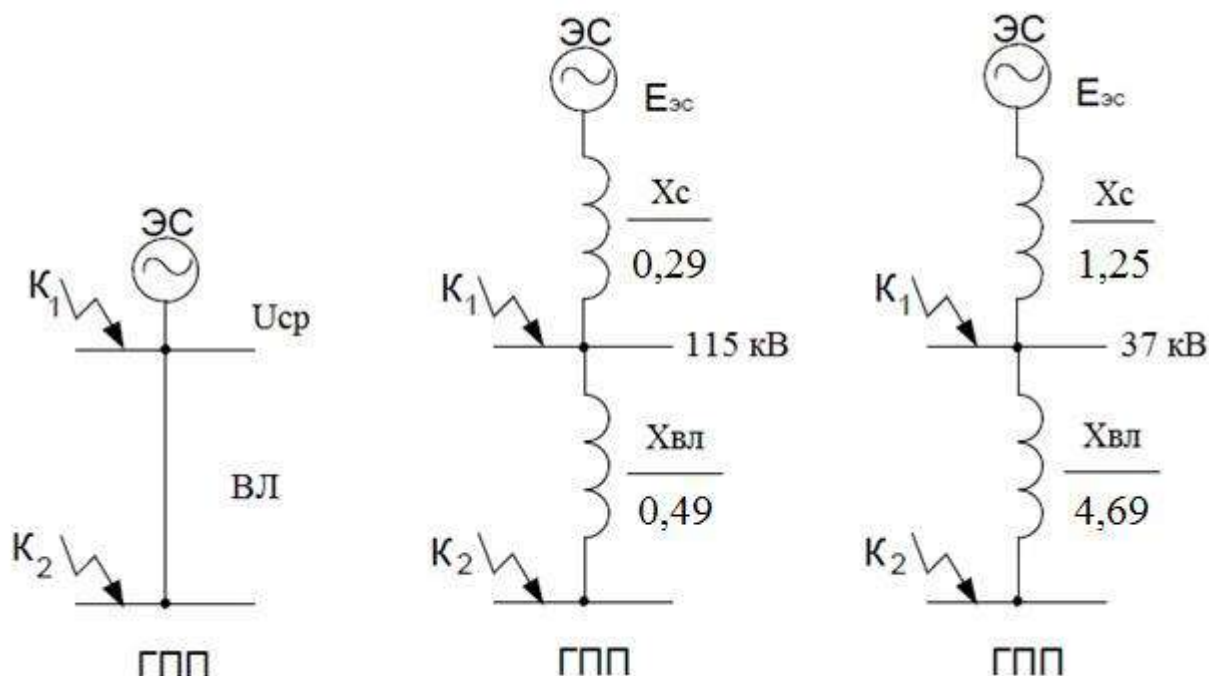


Рисунок 4.1 – Схема замещения сети 35 и 110 кВ предприятия

Сопротивление системы в относительных единицах согласно [16]

$$X_{c*} = \frac{S_6}{S_{\text{КЗ}}} \quad (4.9)$$

По (4.9):

Для сети 110 кВ:

$$X_{c*} = \frac{1000}{2700} = 0,37 \text{ о. е}$$

Для сети 35 кВ:

$$X_{c*} = \frac{1000}{600} = 1,67 \text{ о. е}$$

Сопротивление воздушной линии находится по формуле: [16]:

$$X_{\text{вл}} = \frac{X_0 \cdot L \cdot S_6}{U_6^2} \quad (4.10)$$

По (4.10):

Для сети 110 кВ:

$$X_{\text{вл}*} = \frac{0,444 \cdot 14,0 \cdot 1000}{115^2} = 0,47 \text{ о.е.}$$

Для сети 35 кВ:

$$X_{\text{вл}*} = \frac{0,414 \cdot 14,0 \cdot 1000}{37^2} = 4,23 \text{ о.е.}$$

Для определения токов КЗ используем формулу :

$$I_{\text{К1}} = I_{\text{по}} = \frac{I_{\text{б}}}{X_{\text{с}*}} = \frac{S_{\text{б}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{б}} \cdot X_{\text{с}*}} \quad (4.11)$$

где $I_{\text{по}}$ - действующее значение периодической составляющей тока КЗ в начальный момент времени.

По (4.11):

Для сети 110 кВ:

$$I_{\text{К1}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 0,37} = 13,57 \text{ кА.}$$

Для сети 35 кВ:

$$I_{\text{К1}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 1,67} = 9,37 \text{ кА.}$$

Ток КЗ в точке 2 находится по формуле:

$$I_{\text{К2}} = I_{\text{по}} = \frac{S_{\text{б}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{б}} \cdot (X_{\text{с}*} + X_{\text{вл}*})} \quad (4.12)$$

По формуле (4.12):

Для сети 110 кВ:

$$I_{\text{К2}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot (0,37 + 0,47)} = 5,98 \text{ кА.}$$

Для сети 35 кВ:

$$I_{\text{К2}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37 \cdot (1,67 + 4,23)} = 2,65 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания находится по формуле [16]:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{по}, \quad (4.13)$$

где, K_y - ударный коэффициент. Согласно [16] для точек КЗ 1 и 2 соответственно: $K_{y1}=1,72$, $K_{y1}=1,8$ – сеть 110 кВ, $K_{y1}=1,6$, $K_{y2}=1,71$ – сеть 35 кВ.

По формуле (4.13):

Для сети 110 кВ:

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 1,72 \cdot 13,57 = 32,91 \text{ кА},$$

$$i_{уд2} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 5,98 = 15,18 \text{ кА}.$$

Для сети 35 кВ:

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 9,37 = 21,15 \text{ кА},$$

$$i_{уд2} = \sqrt{2} \cdot 1,71 \cdot 2,65 = 6,38 \text{ кА}.$$

Апериодическая составляющая тока КЗ находится по формуле [16]:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_K \cdot e^{-\frac{t}{T_a}}, \quad (4.14)$$

где T_a - постоянная времени затухания апериодической составляющей.

По [4] для точек КЗ 1 и 2:

Для сети 110 кВ: $T_{a1} = 0,03$ с; $T_{a2} = 0,05$ с.

Для сети 35 кВ: $T_{a1} = 0,025$ с; $T_{a2} = 0,025$ с.

Выбираем коммутационную аппаратуру в начале отходящих линий от подстанции энергосистемы и на вводе ГПП.

- для схемы 110 кВ

Намечаем к установке на вводе ГПП элегазовые выключатели наружной установки ВГТ-110П-40/2500УХЛ1/, к установке намечаем разъединители типа РГ 110/1000 Н УХЛ1х-[17,18]

Выбор и проверка выключателей производится по следующим параметрам:

а) по номинальному напряжению:

$$U_c \leq U_{ном}, \quad (4.15)$$

б) по номинальному току:

$$I_{раб.мах} \leq I_{ном}, \quad (4.16)$$

где, $I_{раб\ max}$ – рабочий ток выключателя в наиболее тяжелом режиме:

в) по номинальному току электродинамической стойкости

- симметричному:

$$I_{п |0|} \leq I_{дин}, \quad (4.17)$$

- асимметричному:

$$i_{y.max} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{п |0|} \leq I_{дин.max} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{дин}, \quad (4.18)$$

г) по номинальному току отключения

- симметричному:

$$I_{п.t} \leq I_{откл}, \quad (4.19)$$

- асимметричному:

$$\sqrt{2} \cdot I_{п.t} + i_{a.t} \leq \sqrt{2} \cdot I_{откл} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{норм}}{100}\right), \quad (4.20)$$

где $\beta_{норм}$ – процентное содержание апериодической составляющей в токе короткого замыкания.

- по номинальному импульсу квадратичного тока (по термической стойкости)

$$B_k = I_{п.t}^2 \cdot (t_z + t_b + T_a) \leq B_{к доп} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \quad (4.21)$$

где $t_z = 0,01$ с – минимальное время действия релейной защиты;

t_b – собственное время отключения выключателя по каталогу;

T_a – время затухания апериодической составляющей тока КЗ.

Время отключения выключателя:

$$t_{откл} = t_{з.min} + t_{с.в} \quad (4.22)$$

где $t_{з.min}$ – минимальное время срабатывания защиты;

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

$$t_{откл} = 0,3 + 0,025 = 0,325 \text{ с.}$$

Значение апериодической составляющей тока КЗ в момент времени t :

$$i_{a.t} = \sqrt{2} \cdot I_{п |0| K1} \cdot e^{-\frac{t_{откл}}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 13,57 \cdot e^{-\frac{0,325}{0,03}} = 0,00037 \text{ кА.}$$

Нормированное значение апериодической составляющей тока отключения для данного выключателя:

$$i_{a.норм} = \sqrt{2} \cdot \beta_{норм} \cdot I_{откл.ном} = \sqrt{2} \cdot 0,52 \cdot 40 \text{ кА} = 29,33 \text{ кА.}$$

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.156 ПЗ ВКР	Лист
						42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где $\beta_{\text{норм}}$ – нормированное содержание апериодической составляющей в токе отключения.

Проверим выключатель на термическую стойкость:

Тепловой импульс, выделяемый током КЗ:

$$B_k = I_{п|0|K1}^2 \cdot (t_z + t_{с.в.} + T_a) = 13,57^2 \cdot (0,3 + 0,035 + 0,03) = 65,38 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

где $I_{\text{тер}}$ – ток термической стойкости для выбранного выключателя;

$t_{\text{тер}}$ – время протекания термической стойкости.

Сведем расчетные и справочные данные в таблицу 4.1.

Таблица 4.1 – Расчетные параметры и параметры выключателя ВГТ-110П-40/2500У1

Электрические параметры	Расчетные данные для энергосистемы	Каталожные данные
Рабочее напряжение, кВ	110	110
Рабочий ток, А	40,91	2500
Ток отключения, кА	13,57	40
Ток электродинамической стойкости, кА	32,91	102
Тепловой импульс, кА ² · с	65,38	4800

Сведем расчетные и справочные данные в таблицу 4.2

Таблица 4.2 - Расчетные параметры и параметры разъединителя РГ 110/1000 УХЛ1

Электрические параметры	Расчетные данные для энергосистемы	Каталожные данные
Рабочее напряжение, кВ	110	110
Рабочий ток, А	40,91	1000
Ток электродинамической стойкости, кА	32,91	80
Тепловой импульс, кА ² · с	65,38	1875

Для защиты оборудования ГПП от перенапряжений к установке принимается ограничитель перенапряжения ОПН-П1-110 типы ОПН

устанавливаемых на линии, в нейтрале трансформатора представлены на схеме электроснабжения.

Для организации измерений и РЗА на стороне 110 кВ выбираем к установке трансформаторы напряжения наружной установки типа НАМИ-110 УХЛ1. Согласно [27,28] трансформаторы тока выбираются по номинальному напряжению, номинальному току, току утяжеленного режима, электродинамической и термической стойкости к действию тока КЗ, а также проверяются по работе в заданном классе точности (по допустимой вторичной нагрузке). В качестве трансформатора тока принимается к установке ТОГФ-110 УХЛ1[19].

Таблица 4.3 – Расчетные параметры и параметры трансформатора тока ТОГФ-110 УХЛ1

Электрические параметры	Расчетные данные для энергосистемы	Каталожные данные
Рабочее напряжение, кВ	110	110
Рабочий ток, А	40,91	150/5
Ток электродинамической стойкости, кА	32,91	160
Тепловой импульс, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	65,38	189

-для схемы 35 кВ

Выбираем выключатели: Намечаем к установке на вводе ГПП и в начале отходящих линий от подстанции энергосистемы выключатели типа ВГБЭ–35–12,5/630 УХЛ1. Это элегазовый баковый выключатель с трансформаторами тока.[20]

Рабочий ток выключателя в наиболее утяжеленном режиме:

$$I_{\text{раб.мах}} = 369,94 \text{ А}$$

Время отключения выключателя:

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{зmin}} + t_{\text{св}} = 0,3 + 0,04 = 0,34 \text{ с}$$

Нормированное значение апериодической составляющей тока отключения для данного выключателя:

$$i_{\text{а.норм}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{норм}} \cdot I_{\text{откл.ном}} = \sqrt{2} \cdot 0,32 \cdot 12,5 \text{ кА} = 5,64 \text{ кА}$$

$$i_{\text{а.т}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п|0|}} \cdot K_1 \cdot e^{-\frac{t_{\text{откл}}}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 9,37 \cdot e^{-\frac{0,34}{0,025}} = 5,95 \text{ кА.}$$

Проверим выключатель на термическую стойкость:

Тепловой импульс, выделяемый током КЗ:

$$B_K = I_{п|0|K1}^2 \cdot (t_z + t_{с.в.} + T_a) = 9,37^2 \cdot (0,3 + 0,04 + 0,025) = 32,07 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_K \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 12,5^2 \cdot 3 = 468,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Сведем расчетные и паспортные данные на выключатель в таблицу 4.4.

Таблица 4.4 – Расчетные параметры и параметры выключателя ВГБЭ–35–12,5/630 УХЛ1

Электрические параметры	Расчетные данные для энергосистемы	Каталожные данные
Рабочее напряжение, кВ	35	35
Рабочий ток, А	369,94	630
Ток отключения, кА	12,50	12,5
Ток электродинамической стойкости, кА	21,15	35
Тепловой импульс, кА ² · с	32,07	468,75

Из таблицы видно, что выключатель подходит для установки.

- Выбираем разъединители:

К установке намечаем разъединители типа РДЗ.1 – 35/1000 УХЛ1.[21]

Сведем расчетные и паспортные данные на разъединитель в таблицу 4.5.

Таблица 4.5 - Расчетные параметры и параметры разъединителя РДЗ2 – 35П/1000 УХЛ1

Электрические параметры	Расчетные данные для энергосистемы	Каталожные данные
Рабочее напряжение, кВ	35	35
Рабочий ток, А	369,94	1000
Ток электродинамической стойкости, кА	21,15	63
Тепловой импульс, кА ² · с	32,07	1875

Выбранные разъединители удовлетворяют условиям.

- Выбор ограничителей перенапряжения:

Для защиты от атмосферных и коммутационных перенапряжений на вводе устанавливаем ограничители перенапряжений ОПН – 35/(36-42) УХЛ1с $U_{ном} = 35$ кВ, они предназначены для защиты трансформаторов от коммутационных перенапряжений.

4.2 Сравнение схем внешнего электроснабжения предприятия

Произведем дальнейшее сравнение на основе годовых приведенные затрат вариантов схем внешнего электроснабжения с напряжением сети 35 и 110 кВ [4,5]:

$$Z_i = \sum_{i=1}^n E_i \cdot K_i + C_{\text{э}} + Y, \quad (4.23)$$

где E_i - общие ежегодные отчисления от капитальных вложений:

$$E_i = E_n + E_{oi} + E_{ai}, \quad (4.24)$$

где E_n - нормативный коэффициент эффективности; $E_n = 0,1$.

E_{oi} - расходы на обслуживание;

E_{ai} - отчисления на амортизацию;

K_i - сумма капитальных затрат i -й группы одинаковых элементов.

$C_{\text{э}}$ - стоимость годовых потерь электроэнергии;

Y - ущерб от перерывов электроснабжения, определяющийся для вариантов, неравноценных по надежности.

Сумма капитальных затрат на элемент системы электроснабжения находится по формуле [4,5]:

$$K_i = УНЦ_i \cdot K_{\text{дефл}} \cdot K_{\text{НДС}}, \quad (4.25)$$

где $УНЦ_i$ – укрупнённый норматив цены на элемент СЭС, приведен в приказе №10 от 17.01.2019 Минэнерго России на уровне цен 2018 г;

$K_{\text{дефл}}$ - коэффициент дефлятор, учитывающий отличие цен текущего года от уровня цен изложенных в приказе №10. Согласно, письма 32028-ПК/Д03 и [22] $K_{\text{дефл}} = 1,151$;

$K_{\text{НДС}}$ - коэффициент включающий НДС в капитальные затраты на оборудование на 2021 г.; $K_{\text{НДС}} = 1,20$

Каждый приведенный УНЦ в [23] включает в себя стоимость ячейки выключателя стоимость высоковольтных выключателей (их фундаментов), разъединителей, трансформаторов тока, трансформаторов напряжения, оборудования релейной защиты ячейки выключателя, строительно-монтажных работ и т.п.

В стоимость ячеек трансформатора включена стоимость трансформатора, кабельного хозяйства, материалы, строительные монтажные работы и т.п.

Поэтому, используя данные [23] будем производить расчет капитальных затрат по отдельным элементам схемы внешнего электроснабжения.

Произведем расчет элементов входящих в схему 110-4Н

- Ячейка выключателя

Количество ячеек - 4 (2 выключателя на отходящих линиях подстанции энергосистемы и 2 выключателя на вводе ГПП). Стоимость ячейки элегазового выключателя 110 кВ согласно [22]- УНЦ=3481000,00 руб.

По формуле (4.24):

$$K = 3481000 \cdot 4 \cdot 1,151 \cdot 1,20 = 19232206,29 \text{ руб}$$

Согласно [4,5]: $E_a = 0,063$; $E_o = 0,03$.

По формуле (4.23):

$$E = 0,12 + 0,063 + 0,03 = 0,213$$

Таким образом, годовые затраты:

$$E \cdot K = 0,213 \cdot 17510822,40 = 3729805,17 \text{ руб.}$$

Для остальных элементов СЭС схем 35 и 110 кВ аналогичны, проводим расчеты таблично:

Таблица 4.6 – Капиталовложения на оборудование для схемы 110-4Н

№ Расценки УНЦ	Кол-во, шт (км)	НДС	Кдефл	УНЦ, Руб.	К, Руб.	Е	К*Е, Руб.
1	2	3	4	5	6	7	8
1 Выключатели 110 кВ							
И1-01-1..3	4,00	1,20	1,151	3481000,00	19231828,80	0,21	4096379,53
ИТОГО:					19231828,80		4096379,53
2 Разъединители 110 кВ							
И5-06-1..7	14,00	1,20	1,151	2735000,00	52886148,00	0,21	11264749,52
ИТОГО:					52886148,00		11264749,52
3 Силовой трансформатор 110/10 (16МВА)							
Т4-07-1..6	2,00	1,20	1,151	36657000,00	101261296,80	0,21	21568656,22
ИТОГО:					101261296,80		21568656,22
4 Воздушная линия 110 кВ							
УНЦ 110(150) Строительно-монтажные работы без опор и провода (двухцепная)							
Л1-04-1..4	14,00	1,20	1,151	3392000,00	65590425,60	-	
УНЦ опор 110(150)							
Л2-04-1..4	14,00	1,20	1,151	3305000,000	63908124,00	-	
УНЦ сталеалюминиевого провода (до 70 кв.мм)							

окончание таблицы 4.6

№ Расценки УНЦ	Кол-во, шт (км)	НДС	Кдефл	УНЦ, Руб.	К, Руб.	Е	К*Е, Руб.
1	2	3	4	5	6	7	8
Л5-01	14,00	1,20	1,151	341000,00	6593848,80	-	
ИТОГО:					136092398,40	0,15	20413859,76
5 УНЦ ИИК (измерительно-информационный комплекс) ПКУ с ТТ и ТН							
А1-08	2,00	1,20	1,151	4355000,00	12030252,00	0,21	2526352,92
ИТОГО:					12030252,00		2526352,92
ИТОГО по варианту схемы:					321501924,00		59869997,96

Таблица 4.7 – Капиталовложения на оборудование для схемы 35-4Н

№ Расценки УНЦ	Кол-во, шт (км)	НДС	Кдефл	УНЦ, руб	К, руб.	Е	К*Е, руб
1	2	3	4	5	6	7	8
1 Выключатели 35 кВ							
И2-01-1..3	4,00	1,20	1,151	1060000,00	5856288,00	0,21	1247389,34
ИТОГО:					5856288,00		1247389,34
2 Разъединители 35 кВ							
И5-06-1..7	14,00	1,20	1,151	1273000,00	24615746,40	0,21	5243153,98
ИТОГО:					24615746,40		5243153,98
3 Силовой трансформатор 35/10 (10МВА)							
Т4-07-1..6	2,00	1,20	1,151	20978000,00	57949627,20	0,21	12343270,59
ИТОГО:					57949627,20		12343270,59
4 Воздушная линия 35 кВ							
УНЦ 35 Строительно-монтажные работы без опор и провода (двухцепная)							
Л1-03-1..4	14,00	1,20	1,151	2997000,00	57952389,60	-	
УНЦ опор 35							
Л2-04-1..4	14,00	1,20	1,151	3305000,000	63908124,00	-	
УНЦ сталеалюминиевого провода (120 кв.мм)							
Л5-03	14,00	1,20	1,151	503000,00	9726410,40	-	
ИТОГО:					131586924,00	0,15	19738038,60
5 УНЦ ИИК (измерительно-информационный комплекс) ПКУ с ТТ и ТН							
А1-07	2,00	1,20	1,151	1456000,00	4022054,40	0,21	844631,42
ИТОГО:					4022054,40		844631,42
ИТОГО по варианту схемы:					224030640,00		39416483,94

Произведем расчет удельной стоимости потерь на ЭЭ, согласно действующих тарифов. Величины тарифов приведем в таблице 4.7 ниже:

Величина платы за договоренную (присоединенную мощность) за год:

$$\alpha_{\text{год}} = 12 \cdot \alpha_{\text{м}}, \quad (4.26)$$

$$\alpha_{\text{год}110} = 12 \cdot 1462,3 = 17547,60 \text{ Руб/кВт} \cdot \text{год}$$

$$\alpha_{\text{год}35} = 12 \cdot 1743,4 = 20920,80 \text{ Руб/кВт} \cdot \text{год}$$

Таблица 4.7 – Двухставочный тариф на ЭЭ

Уровень напряжения в точке поставки	Плата за договорную или присоединенную мощность, Руб./кВт·мес		Плата за потребленную энергию, Руб./кВт·ч	
	$\alpha_{\text{м}} = \alpha_{\text{сет}} + \alpha_{\text{ген}}$		$\beta = \beta_{\text{сет}} + \beta_{\text{ген}}$	
	$\alpha_{\text{сет}}$	$\alpha_{\text{ген}}$	$\beta_{\text{сет}}$	$\beta_{\text{ген}}$
110 кВ	1462,3		1,551	
	618,7	843,6	0,40	1,151
35 кВ	1743,4		1,538	
	899,8	843,6	0,387	1,151

Величина стоимости удельных потерь:

$$C_0 = \frac{\alpha_{\text{год}}}{T_{\text{м}}} + \beta, \quad (4.27)$$

$$C_{0110} = \frac{17547,60}{4000} + 1,551 = 5,9379 \text{ Руб/кВт} \cdot \text{ч}$$

$$C_{035} = \frac{20920,80}{4000} + 1,538 = 6,7682 \text{ Руб/кВт} \cdot \text{ч}$$

Проведем расчет стоимости потерь для сравниваемых вариантов по формуле:

$$C_{\Delta W} = C_{0i} \cdot \Delta W_{\text{В}i}, \quad (4.28)$$

Для варианта схемы 110-4Н:

$$C_{\Delta W110.} = 5,9379 \cdot (339193,91 + 90082,07) = 2395488,556 \text{ тыс. руб}$$

Для варианта схемы 35-4Н:

$$C_{\Delta W35.} = 6,7682 \cdot (210240,00 + 83711,67) = 1864199,658 \text{ тыс. руб}$$

Далее сводим полученные величины затрат по вариантам в таблицу:

Далее полученные при расчетах величины сведем в таблицу 4.8 и произведем сравнение вариантов на напряжения 35 и 110 кВ:

Таблица 4.8 – Сравнение вариантов схем 110-4Н и 35-4Н

Вариант схемы	Определяемые показатели				
	К*Е, Руб.	Потери ЭЭ, ΔW, кВт·ч/год	С ₀ , Руб/кВт·ч	Стоимость потерь CΔW, Руб.	Суммарные затраты, Руб.(к.3+к.5)
1	2	3	4	5	6
110-4Н	59869997,96	451797,20	5,9379	2682726,585	62552724,54
35-4Н	39416483,94	1054345,59	6,7682	7136021,814	46552505,76

Произведем расчет разницы в стоимости годовых затрат на передачу ЭЭ для варианта с напряжением 35 и 110 кВ:

$$\delta P_W = P_{p.п} \cdot T_m \cdot (C_{035} - C_{0110}), \quad (4.29)$$

$$\delta P_W = 13888,63 \cdot 4000 \cdot (6,768 - 5,9379) = 46126926,84 \text{ тыс. руб/год}$$

Принимая во внимание факт, величина платы за потребленную электроэнергию за год в варианте схемы 35-4Н дороже варианта схемы 110-4Н на 13,98 %. Поэтому в качестве схемы ГПП предприятия принимаем схему 110-4Н.

Вывод по разделу ВКР: В результате сравнения вариантов схем электроснабжения выбран вариант со схемой 110-4Н как наиболее экономичный.

5 ВЫБОР ВЕЛИЧИНЫ НАПРЯЖЕНИЯ И СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ, РАСЧЕТ ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ

5.1 Выбор напряжения

Поскольку в исходных данных нет никакой информации о наличии высоковольтных электроприемников отличным от номинального напряжения 10 кВ, в качестве напряжения схемы внутреннего электроснабжения принимаем 10 кВ. [3]

5.2 Построение схемы электроснабжения 10 кВ

Согласно [26] к одной магистрали могут быть подключены до трех трансформаторов мощность не более 2000 кВА. Однако для повышения надёжности электроснабжения будем питать часть трансформаторных ТП по радиальной схеме и при возможности использовать магистральную схему питания ТП. Также следует обратить внимание при построении схемы электроснабжения в высоковольтных приемниках присутствуют:

- высоковольтные электродвигатели СД

При распределении высоковольтных электродвигателей на шинах 10 кВ ГПП предприятия предполагается их использование в качестве ИРМ

На предварительной схеме нанесены БСК 10 кВ для каждой из с.ш. 10 кВ. Однако в последствии расчета компенсации реактивной мощности количество и мощность БСК будет скорректировано и перенесено на электрическую принципиальную схему завода.

5.3 Конструктивное выполнение электрической сети 10 кВ

Согласно исходным данным грунт предприятия обладает средней коррозионной активностью, присутствуют значительные колебания и растягивающие усилия и блуждающие токи. Согласно технического циркуляра (технический циркуляр института Тяжпромэлектропроект № 334-77 от 8 июля 1977 г)[25] для грунта со средней коррозионной устойчивостью, наличием блуждающих токов и отсутствием колебаний и растягивающих усилий в грунте рекомендовано применить кабели марки ААП2л [24].

5.4 Расчет питающих линий 10кВ

Сечение кабелей напряжение 6...10 кВ определяется по экономической плотности тока и проверяется по допустимому току кабеля в нормальном режиме работы с учетом условий его прокладки, по току перегрузки, потере напряжения в послеаварийном режиме и термической стойкости к токам короткого замыкания. Расчетный ток в кабельной линии в нормальном режиме:

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.156 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51

$$I_{p.кл} = \frac{S_{p.кл}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (5.1)$$

где $S_{p.кл}$ – мощность, которая должна передаваться по кабельной линии в нормальном режиме.

Для магистральной линии мощность $S_{p.кл}$ определяем для каждого участка путем суммирования расчетных нагрузок соответствующих трансформаторов, питающихся по данному участку магистральной линии:

Сечение кабельной линии, определяемое по экономической плотности тока:

$$F_э = \frac{I_{p.кл}}{j_э} \quad (5.2)$$

где $j_э$ – экономическая плотность тока, зависящая от типа кабеля и продолжительности использования максимума нагрузки (согласно [15] равна 1,4 при экономической плотности тока для кабелей с бумажной маслопропитанной изоляцией и алюминиевыми жилами пропитанными нестекающими массами при числе часов использования максимума нагрузки $T_M = 4000$ ч/год.)

Допустимый ток кабеля с учетом условий его прокладки:

$$I'_{доп} = K_{п} \cdot K_{т} \cdot I_{доп} > \frac{I_{p.кл}}{n_{кл}} \quad (5.3)$$

где $K_{п}$ – поправочный коэффициент на число параллельно прокладываемых кабелей;

$K_{т}$ – поправочный коэффициент на температуру среды, в которой прокладывается кабель;

$n_{кл}$ – число параллельных кабелей в кабельной линии.

Допустимая перегрузка кабеля в послеаварийном режиме:

$$I'_{ав} = k_{ав} \cdot I'_{доп} > \frac{I_{ав}}{n_{кл}} = \frac{2 \cdot I_{p.кл}}{n_{к}} \quad (5.4)$$

где $k_{ав}$ – коэффициент перезагрузки.

Потеря напряжения в кабельной линии:

$$\Delta U = \frac{P_p \cdot r_0 \cdot l + Q_p \cdot x_0 \cdot l}{n_{кл} \cdot U_{ном}^2} \cdot 100\% \leq \Delta U_{доп} = 5\% \quad (5.5)$$

где P_p, Q_p – расчетные активная и реактивная нагрузки;

x_0, r_0 – удельные индуктивное и активное сопротивления кабеля

Таблица 5.1 – Расчет питающих кабелей 10 и 0,4 кВ

N п/п	Конечные пункты кабельной линии		P _p +ΔP _{тр} , кВт	Q1+ΔQ _{тр} , кВт	S _{рк} ,кВ А	I _{рк} , А	I _{рк} /пкл, А	Fэ, мм ²	F _{норм.} , мм ²	Тип кабеля	Количество	Способ прокладки	Нагрузка на кабель		I _{доп} *, А	K _п **	K _т ***, о.е.	Γ _{доп} , А	K _{ав}	Γ _{ав} , А	l, км	го, Ом/км	хо, Ом/км	ΔU%
	Источник	Приемник											норм	п/авар.										
1	2	3	4	5	6	7	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Для трансформаторных подстанций (магистральные подключения)																								
1	ЗРУ (ГПП)	ТП2	1416,76	984,80	1725,4	99,7	49,9	71,2	70	ААП2л	2	в траншее	49,9	99,7	165	0,900	1,000	148,5	1,25	185,63	0,060	0,46	0,09	0,02221
2	ТП2	ТП6	933,90	649,32	1137,4	65,7	32,9	47,0	50		2	в траншее	32,9	65,7	140	0,900	1,000	126,0	1,25	157,50	0,168	0,64	0,09	0,05512
3	ТП6	ТП8	340,76	242,56	418,3	24,2	12,1	17,3	25		2	в траншее	12,1	24,2	90	0,900	1,000	81,0	1,25	101,25	0,164	0,64	0,09	0,01967
4	ЗРУ (ГПП)	ТП9	2370,91	1085,55	2607,6	150,7	75,4	107,7	120		2	в траншее	75,4	150,7	240	0,800	1,000	192,0	1,25	240,00	0,215	0,27	0,08	0,07815
5	ТП9	ТП3	1573,33	484,12	1646,1	95,2	47,6	68,0	95		2	в траншее	47,6	95,2	205	0,900	1,000	184,5	1,25	230,63	0,145	0,34	0,08	0,04159
6	ЗРУ (ГПП)	ТП5	1746,59	1273,61	2161,6	124,9	62,5	89,2	120		2	в траншее	62,5	124,9	240	0,800	1,000	192,0	1,25	240,00	0,288	0,27	0,09	0,08441
7	ТП5	ТП7	580,99	327,84	667,1	38,6	19,3	27,5	50		2	в траншее	19,3	38,6	140	0,900	1,000	126,0	1,25	157,50	0,138	0,64	0,09	0,02769
8	ЗРУ (ГПП)	ТП1	1015,67	773,96	1276,9	73,8	36,9	52,7	50		2	в траншее	36,9	73,8	140	0,750	1,000	105,0	1,25	131,25	0,098	0,64	0,09	0,03526
9	ТП1	ТП4	535,71	401,86	669,7	38,7	19,4	27,7	35		2	в лотке	19,4	38,7	80	1,000	0,919	73,5	1,25	91,88	0,171	0,92	0,09	0,04523
Радиальные подключения																								
10	ЗРУ (ГПП)	ИП1	1500,0	556,8	1600,0	92,5	46,2	66,1	70	ААП2л	2	в траншее	46,2	92,5	165	0,800	1,000	132,0	1,25	165,00	0,246	0,46	0,09	0,09103
11	ЗРУ (ГПП)	ИП2	1500,0	556,8	1600,0	92,5	46,2	66,1	70		2	в траншее	46,2	92,4	165	0,750	1,000	123,8	1,25	154,69	0,252	0,46	0,09	0,09325
12	ЗРУ (ГПП)	ДСП1	2000,0	1500,0	2500,0	144,5	72,2	103,2	95		2	в траншее	72,2	144,3	205	0,750	1,000	153,8	1,25	192,19	0,279	0,34	0,09	0,11369
13	ЗРУ (ГПП)	ДСП2	2000,0	1500,0	2500,0	144,5	72,2	103,2	95		2	в траншее	72,2	144,3	205	0,750	1,000	153,8	1,25	192,19	0,304	0,34	0,09	0,12388
14	ЗРУ (ГПП)	СД2.1	630,0	320,0	706,6	40,8	40,8	29,2	35		1	в лотке	40,8	81,6	80	1,000	0,919	73,5	1,25	91,88	0,075	0,92	0,09	0,04563
15	ЗРУ (ГПП)	СД2.2	630,0	320,0	706,6	40,8	40,8	29,2	35		1	в лотке	40,8	81,6	80	1,000	0,919	73,5	1,25	91,88	0,090	0,92	0,09	0,05476
16	ЗРУ (ГПП)	СД2.3	630,0	320,0	706,6	40,8	40,8	29,2	35		1	в лотке	40,8	81,6	80	1,000	0,919	73,5	1,25	91,88	0,105	0,92	0,09	0,06388
17	ЗРУ (ГПП)	СД9.1	1250,0	630,0	1399,8	80,9	40,4	57,8	70		2	в траншее	40,4	80,8	165	0,800	1,000	132,0	1,25	165,00	0,203	0,46	0,09	0,06412
18	ЗРУ (ГПП)	СД9.2	1250,0	630,0	1399,8	80,9	40,4	57,8	70		2	в траншее	40,4	80,8	165	0,800	1,000	132,0	1,25	165,00	0,218	0,46	0,09	0,06886
Для низковольтных распределительных пунктов																								
18	ТП1	НРП1-1	85,6	93,9	127,0	183,6	91,8	131,1	150	АВБбШв	2	в траншее	91,8	183,6	308	0,90	1,000	277,4	1,15	318,99	0,066	0,21	0,06	0,48701
19	ТП3	НРП2-3	76,0	74,7	106,6	154,0	77,0	110,0	120	АВБбШв	2	в лотке	77,0	154,0	184	1,00	0,919	169,1	1,15	194,42	0,030	0,27	0,06	0,23444
20	ТП2	НРП3-6	213,3	133,4	251,6	363,6	121,2	259,7	240	АВБбШв	3	в траншее	121,2	242,4	428	0,85	1,000	363,6	1,15	418,17	0,040	0,13	0,06	0,30136
21	ТП4	НРП4-7	200,0	174,8	265,7	383,9	128,0	274,2	240	АВБбШв	3	в траншее	128,0	255,9	428	0,85	1,000	363,6	1,15	418,17	0,020	0,13	0,06	0,15372
22	ТП4	НРП5-11	95,7	95,2	135,0	195,1	97,5	139,3	150	АВБбШв	2	в лотке	97,5	195,1	216	1,00	0,919	198,6	1,15	228,44	0,045	0,21	0,06	0,36287
23	ТП8	НРП6-14	92,8	90,5	129,7	187,4	93,7	133,8	150	АВБбШв	2	в лотке	93,7	187,4	216	1,00	0,919	198,6	1,15	228,44	0,033	0,21	0,06	0,25702
24	ТП8	НРП7-16	45,1	50,8	68,0	98,2	49,1	70,1	70	АВБбШв	2	в лотке	49,1	98,2	129	1,00	0,919	118,3	1,15	136,09	0,066	0,46	0,06	0,49115
*Величина допустимого длительного тока для кабелей ААШв определяется по Таблице 1.3.16 ПУЭ при укладке в земле и по 1.3.18 ПУЭ при укладке в лотке. Величина допустимого длительного тока для кабелей АВБбШв определяется по Таблице 1.3.7 ПУЭ с учетом коэффициента 0,92 (наличие 4 жилы в кабеле)																								
**Величина K _п берется для количества кабелей проложенных в траншее для расстояния в свету 100 мм согласно Таблицы 1.3.26 ПУЭ																								
***Величина K _т рассчитана по данным Таблицы 1.3.3 ПУЭ, учитывая нормируемую температуру жил кабеля и температуру среды в котрой прокладывается кабель																								

6 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ И ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

6.1 Расчет токов КЗ в схеме предприятия

Коротким замыканием называется электрическое соединение двух точек электрической цепи с различными значениями потенциала, не предусмотренное конструкцией устройства и нарушающее его нормальную работу. Короткое замыкание может возникать в результате нарушения изоляции токоведущих элементов или механического соприкосновения неизолированных элементов. Также коротким замыканием называют состояние, когда сопротивление нагрузки меньше внутреннего сопротивления источника питания. Вследствие КЗ в цепях возникают опасные для элементов сети токи, способные вывести их из строя. Поэтому для обеспечения надежной работы электрической сети, электрооборудования, устройств релейной защиты производится расчет токов КЗ.[16] Расчет токов КЗ может осуществляться в относительных или именованных единицах. Однако при расчете токов короткого замыкания в высоковольтной сети наибольшее распространение получил метод расчета в относительных единицах. Порядок расчета токов КЗ следующий:

- составление схемы замещения рассматриваемой сети;
- выбор базисных условий (величин базисной мощности и напряжения ступени)
- определение сопротивлений элементов схемы;
- определение величины базисного тока КЗ.
- определение сопротивления до точки КЗ
- расчет величины трехфазного тока КЗ
- расчет величины ударного тока КЗ:
- определение мощности КЗ для рассматриваемой точки ступени.

Расчет токов КЗ производим для выбора высоковольтных низковольтных аппаратов, шин, кабелей и другого электрооборудования системы электроснабжения группы цехов основного производства механического завода. Мощность короткого замыкания в месте присоединения линии, питающей главную понизительную подстанцию значительно больше мощности потребляемой предприятием, поэтому допускается принимать периодическую составляющую тока КЗ от энергосистемы неизменной во времени: $I_{кз} = I_{п.о} = I_{п.т}$. Для расчетов токов короткого замыкания составляется исходная электрическая схема, на которой показываются источники питания точек короткого замыкания, расчетные точки КЗ и токи между ними. Для определения токов кз рассматриваем наиболее тяжелый режим, таким характерным режимом является состояние схемы электроснабжения, когда один из трансформаторов ГПП отключен для проведения профилактических

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.156 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№	Подпись	Дата		54

мероприятий или аварийного ремонта и включены секционные выключатели 10 кВ ГПП, все электроприёмники питаются от одного трансформатора. Фрагмент принципиальной электрической схема СЭС предприятия изображена на рисунке 6.1.

Схема замещения для расчёта токов КЗ на рисунке 6.2 токи КЗ в точках К1 и К2 были рассчитаны нами ранее при выборе оборудования схемы внешнего электроснабжения.

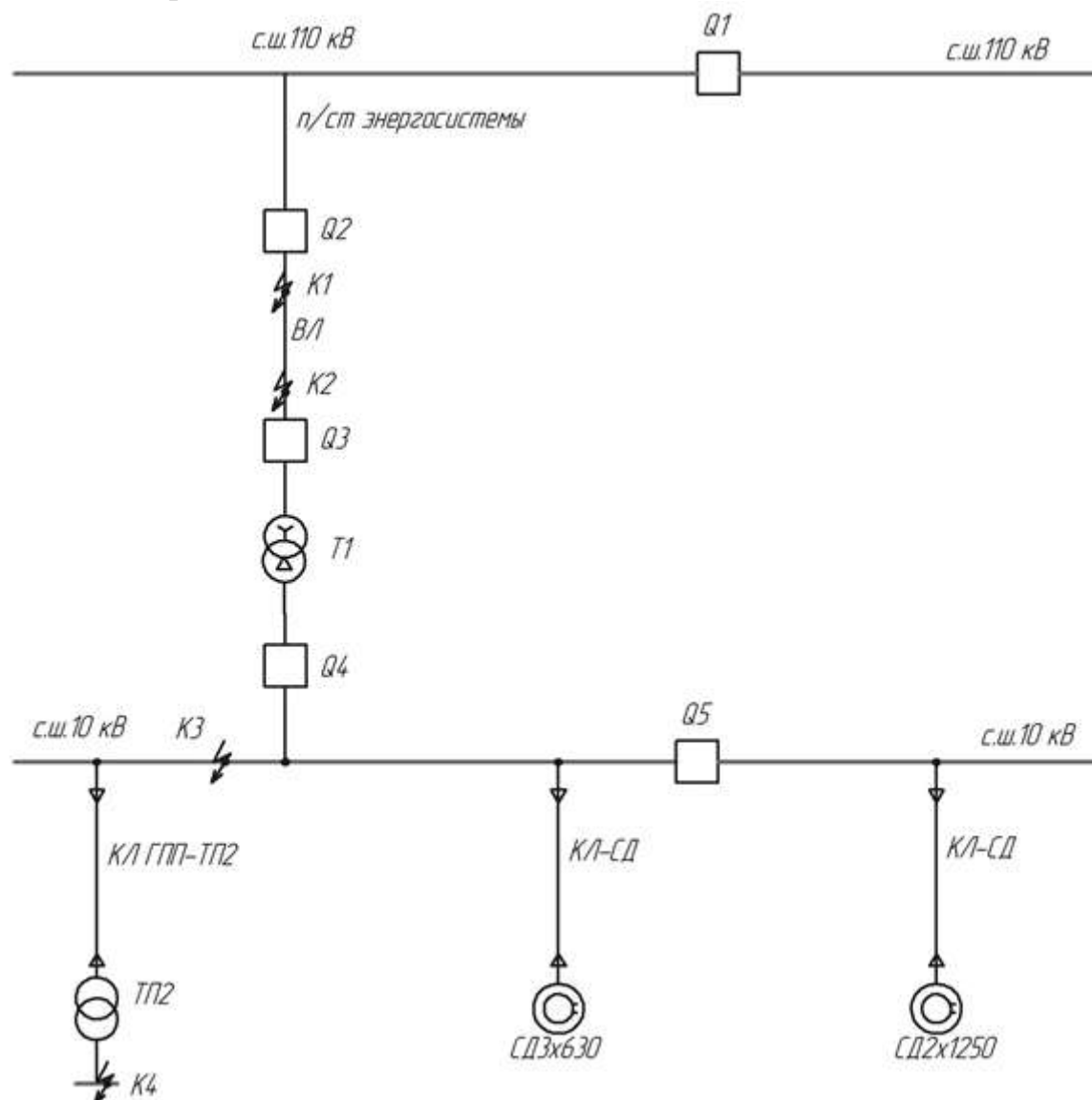


Рисунок 6.1 – Схема электроснабжения для расчета токов КЗ

Для определения токов КЗ рассматриваем наиболее тяжелый режим.

Принципиальная электрическая схема СЭС завода изображена на рисунке 6.1. Её схема замещения для расчёта токов кз на рисунке 6.2. Токи КЗ в точках К1 и К2 были рассчитаны нами ранее при выборе оборудования схемы внешнего электроснабжения без учета подпитки от

высоковольтных синхронных двигателей, установленных на стороне низшего напряжения ГПП для упрощения расчетов.

В подпитке точки КЗ участвуют все синхронные двигатели, подключенные ко всем секциям шин 10 кВ. По найденному значению токов КЗ в данной точке производится выбор всего электрооборудования схемы внутреннего электроснабжения напряжением 10 кВ предприятия.

При определении тока КЗ в точке К4 в качестве источника рассматривается только энергосистема, а подпитка от электродвигателей напряжением 10 кВ не учитывается. По току КЗ производим выбор только вводных и секционных выключателей, устанавливаемых на стороне НН 0,4 кВ цеховых ТП. Выбор электрооборудования РПН напряжением 0,4 кВ выбирается только по токам нагрузки в нормальном и утяжеленном режимах.

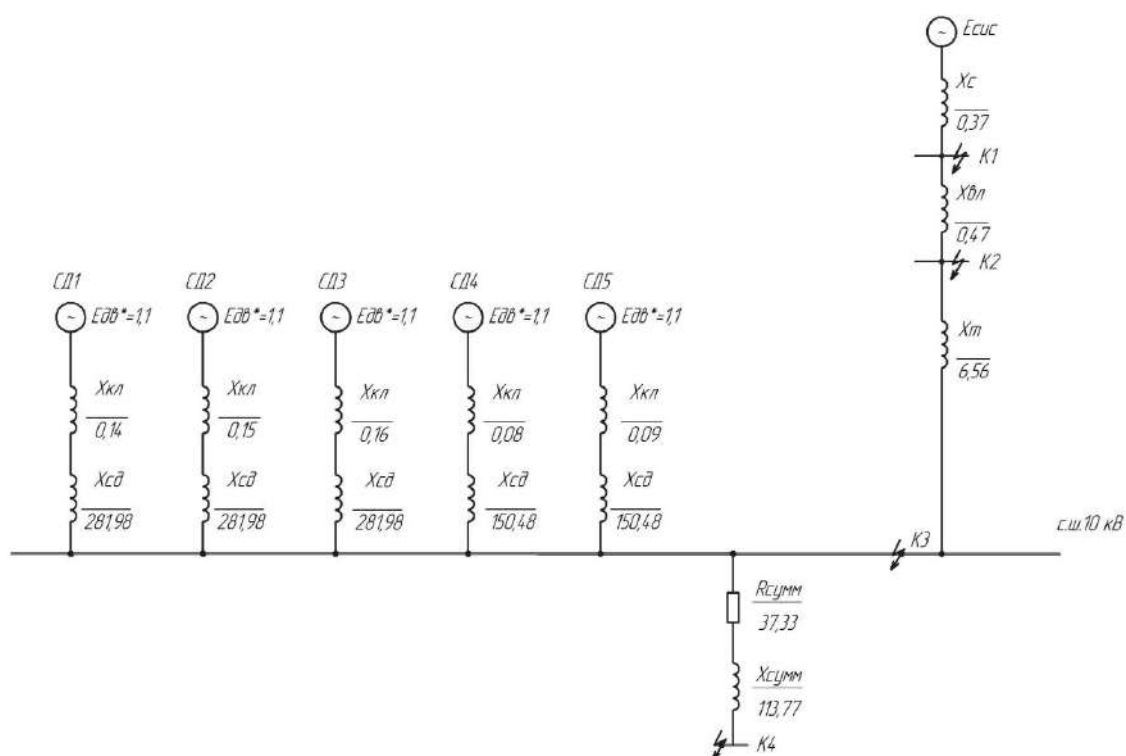


Рисунок 6.2 – Схема замещения для расчета токов КЗ

Определим токи КЗ в точках КЗ:

Сопروتивление трансформатора на ГПП:

$$X_T = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{ном ГПП}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{16} = 6,56 \text{ о.е.}$$

При расчете токов КЗ в точке КЗ следует учитывать подпитку от высоковольтных электродвигателей, все электродвигатели включены на две смежные секции ГПП и различаются по величинам мощности.

При определении токов КЗ от синхронных электродвигателей учтем что каждая ветвь СД содержит несколько электродвигателей с одинаковой мощностью и разной длины кабельных линий. Для определения индуктивного сопротивления линий используем формулу приведенную ранее и расчет произведем таблично и сведем в:

$$X_{\text{клГПП-СД1*}} = \frac{1}{n} \cdot \frac{X_0 \cdot L \cdot S_6}{U_6^2} \quad (6.1)$$

где n – количество кабельных линий питающих электроприемник;

L – длина кабельной линии с генплана, км;

S₆ – базисная мощность, принята из предыдущих разделов КП, МВА

Таблица 6.1 – Расчет реактивных сопротивлений КЛ питающих СД

Источник	Приемник	L _i , км	X _{0i} , Ом/км	X _i , Ом	X _i , о.е.	n каб.лин.
ЗРУ (ГПП)	СД2.1	0,172	0,090	0,015	0,14	1
ЗРУ (ГПП)	СД2.2	0,182	0,090	0,016	0,15	1
ЗРУ (ГПП)	СД2.3	0,192	0,090	0,017	0,16	1
ЗРУ (ГПП)	СД9.1	0,202	0,090	0,018	0,08	2
ЗРУ (ГПП)	СД9.2	0,227	0,090	0,020	0,09	2

Пример расчета сопротивление кабельной линий ЗРУ(ГПП) – СД2.1:

$$X_{\text{клГПП-СД2.1*}} = \frac{1}{1} \cdot \frac{0,09 \cdot 0,172 \cdot 1000}{10,5^2} = 0,14 \text{ о.е.}$$

Далее определим индуктивное сопротивление каждого СД по формуле:

$$X_{\text{сд*}} = X''_{\text{д}} \cdot \frac{S_6}{P_{\text{ном}}} \cdot \cos \varphi_{\text{ном}} \cdot \eta_{\text{ном}} \quad (6.2)$$

где X''_д – сверхпереходное индуктивное сопротивление по продольной оси СД, о.е.;

P_{ном} – номинальная мощность СД, кВт;

cos φ_{ном} – номинальный коэффициент активной мощности;

η_{ном} – номинальный КПД двигателя.

Приведем пример расчета для СД1:

$$X_{сд2.1*} = 0,22 \cdot \frac{1000 \cdot 10^6}{630 \cdot 10^3} \cdot 0,85 \cdot 0,95 = 281,98 \text{ о.е.}$$

Для остальных СД расчеты реактивных сопротивлений проведем таблично по формуле 6.2:

Таблица 6.2 – Расчет реактивных сопротивлений СД

Двигатель	x''_d	S_6 , МВА	$P_{ном}$	$\cos\varphi$	η	$X_{сд}$, о.е.
СД2.1-2.3	0,22	1000	630	0,85	0,95	281,98
СД9.1-9.2	0,22	1000	1250	0,90	0,95	150,48

Учтем что каждый луч, содержащий одинаковые СД на рисунке 6.3 содержит несколько электродвигателей имеющих одинаковые сверхпереходные сопротивления, но разные индуктивные сопротивления кабельных линий. Рассмотрим преобразование схемы внутри каждого луча на примере луча содержащего 3 синхронных электродвигателя мощностью 630 кВт:

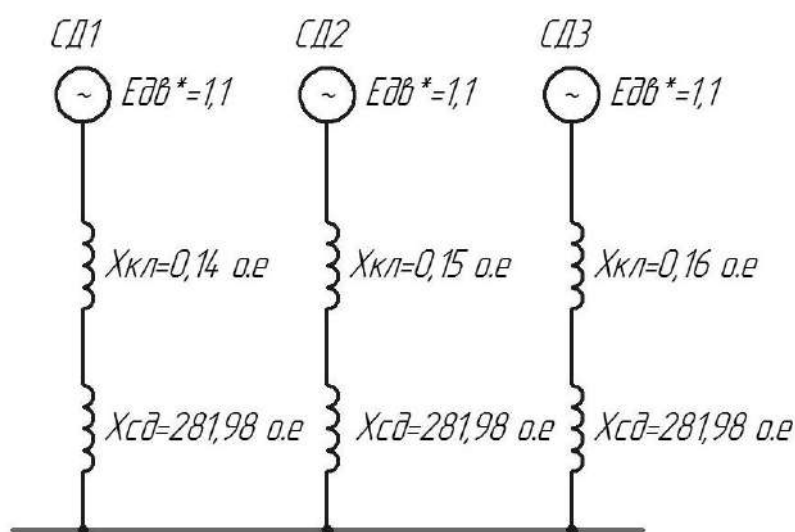


Рисунок 6.3 – Параметры ветвей с синхронными электродвигателями

Для преобразований внутри каждой ветви используем формулы для последовательного и параллельного соединения сопротивлений:

Суммарное сопротивления двигателей ветви СД:

$$X_{\Sigma кл-сд} = X_{кл ГПП-СД2.1*} + X_{сд2.1*} = 0,14 + 281,98 = 282,125 \text{ о.е.}$$

Сопротивление ветви (СД 630):

$$\frac{1}{X_{\text{вет.}}} = \frac{1}{X_{\text{клГПП-СД2.1*}}} + \frac{1}{X_{\text{клГПП-СД2.2*}}} + \frac{1}{X_{\text{клГПП-СД2.3*}}}$$

$$\frac{1}{X_{\text{вет.}}} = \frac{1}{282,125} + \frac{1}{282,133} + \frac{1}{282,141}$$

$$\frac{1}{X_{\text{вет.}}} = 0,012 \text{ о.е.}$$

$$X_{\text{вет.}} = \frac{1}{0,012} = 94,04 \text{ о.е.}$$

Далее расчеты сводим в таблицу 8.3

Таблица 8.3 - Расчет реактивных сопротивлений КЛ-СД

Источник	Приемник	X_i , о.е.	$X_{\text{сд}}$, о.е.	$X_{\Sigma \text{сд-кл}}$, о.е.	$1/X_{\Sigma \text{сд-кл}}$, о.е.	$X_{\text{ветви}}$, о.е.
ЗРУ (ГПП)	СД2.1	0,14	281,98	282,125	0,004	94,04
ЗРУ (ГПП)	СД2.2	0,15	281,98	282,133	0,004	
ЗРУ (ГПП)	СД2.3	0,16	281,98	282,141	0,004	
ЗРУ (ГПП)	СД9.1	0,08	150,48	150,562	0,007	75,28
ЗРУ (ГПП)	СД9.2	0,09	150,48	150,573	0,007	

Также произведем расчет суммарного сопротивления от системы до точки КЗ:

$$X_{\text{сумм}} = X_{\text{с}} + X_{\text{вл}} + X_{\text{т}} = 0,37 + 0,47 + 6,56 = 7,40 \text{ о.е.}$$

Согласно методике расчёта ЭДС системы принимаю равным 1, ЭДС синхронных двигателей 1,1.

Упрощенные схемы замещения для определения тока КЗ в точке КЗ представлены на рисунке 6.4.

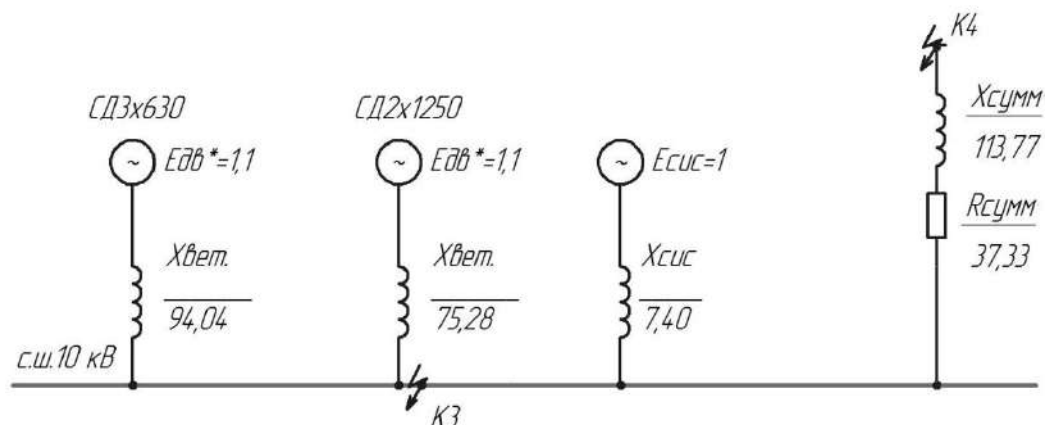


Рисунок 6.4 - Схема замещения для определения тока КЗ в точке КЗ

Точка КЗ:

Определим величину базисного тока:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} = \frac{1000 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3} = 55,05 \text{ кА}$$

Определим величину тока подпитки КЗ от энергосистемы:

$$I_{\text{КЗсис}} = \frac{E_{\text{сис}}}{X_{\text{сис}}} \cdot I_6 = \frac{1,00}{7,40} \cdot 55,05 = 7,44 \text{ кА}$$

Определим величину тока подпитки КЗ от ветвей содержащих СД:

От двигателей 630 кВт:

$$I_{\text{сд1}} = \frac{E_{\text{дв}}}{X_{\text{вет.1}}} \cdot I_6 = \frac{1,1}{94,04} \cdot 55,05 = 0,64 \text{ кА}$$

От двигателей 1250 кВт:

$$I_{\text{сд1}} = \frac{E_{\text{дв}}}{X_{\text{вет.1}}} \cdot I_6 = \frac{1,1}{75,28} \cdot 55,05 = 0,80 \text{ кА}$$

$$I_{\text{КЗ п } |0|}^{(3)} = I_{\text{КЗсис}} + \sum_{i=1}^n I_{\text{сд}} \quad (6.3)$$

Ток КЗ в точке КЗ:

$$I_{\text{КЗ п } |0|}^{(3)} = 7,44 + 0,64 + 0,80 = 8,88 \text{ кА}$$

Апериодическая составляющая тока КЗ в точке КЗ:

$$i_{a\text{ КЗ}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{КЗ п } |0|}^{(3)} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}} + \sum_{i=1}^n \sqrt{2} \cdot I_{\text{КЗ.СД}}^{(3)} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}} \quad (6.4)$$

где $T_a = 0,05$ с для данной ступени СЭС,

$t = 0,01$ с – момент времени при котором наибольшее значение апериодической составляющей тока КЗ.[4]

$$i_{a\text{ КЗ}} = \sqrt{2} \cdot 8,88 \cdot e^{-\frac{0,01}{0,05}} + \sqrt{2} \cdot 0,64 \cdot e^{-\frac{0,01}{0,032}} + \sqrt{2} \cdot 0,80 \cdot e^{-\frac{0,01}{0,032}} = 8,58 + 0,66 + 0,83 = 10,08 \text{ кА}$$

Ударный ток КЗ:

$$i_{y\text{ КЗ}} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{\text{КЗ п } |0|}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 8,88 = 22,55 \text{ кА}$$

Мощность короткого замыкания:

$$S_{\text{КЗ}}^3 = \sqrt{3} \cdot U_{\text{ср}} \cdot I_{\text{КЗп0}} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 8,88 = 161,31 \text{ МВА}$$

Точка К4:

$$X_{\text{сис}} = 7,40 \text{ о. е.}$$

Для расчета тока КЗ на выводах НН трансформатора ТП2 :

В относительных единицах индуктивное и активное сопротивление КЛ ГПП-ТП2:

$$\begin{aligned} X_{\text{ГПП-ТП2}} &= \frac{1}{n} \cdot x_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{\text{ср}}^2}, \\ R_{\text{ГПП-ТП2}} &= \frac{1}{n} \cdot r_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{\text{ср}}^2}, \end{aligned} \quad (6.5)$$

где n – количество кабелей запутывающих ТП.

По (6.5):

$$\begin{aligned} X_{\text{ГПП-ТП2}} &= \frac{1}{2} \cdot 0,09 \cdot 0,218 \cdot \frac{1000 \cdot 10^6}{(10,5 \cdot 10^3)^2} = 0,088 \text{ о. е.} \\ R_{\text{ГПП-ТП2}} &= \frac{1}{2} \cdot 0,46 \cdot 0,218 \cdot \frac{1000 \cdot 10^6}{(10,5 \cdot 10^3)^2} = 0,45 \text{ о. е.} \end{aligned}$$

Используя ранее полученные данные о трансформаторе ТП2:

$$R_T = \frac{5,9 \cdot 10^3 \cdot 1000 \cdot 10^6}{(400 \cdot 10^3)^2} = 36,88 \text{ о. е.};$$

$$Z_T = \frac{4,5 \cdot 1000 \cdot 10^6}{100 \cdot 400 \cdot 10^3} = 112,50 \text{ о. е.};$$

$$X_T = \sqrt{112,50^2 - 36,88^2} = 106,28 \text{ о. е.};$$

Суммарное активное сопротивление сети от энергосистемы до шин НН ТП4:

$$R_\Sigma = R_{ГПП-ТП2} + R_T = 0,45 + 36,88 = 37,33 \text{ о. е.}$$

$$X_\Sigma = X_{\text{сис}} + X_{ГПП-ТП2} + X_T = 7,40 + 0,088 + 106,28 = 113,77 \text{ о. е.}$$

$$Z_\Sigma = \sqrt{37,33^2 + 113,77^2} = 119,74 \text{ о. е.};$$

Мощность КЗ в точке К4:

$$S_{\text{КЗ4}} = \frac{S_6}{Z_\Sigma} \quad (6.6)$$

По формуле (6.6):

$$S_{\text{КЗ4}} = \frac{1000 \cdot 10^6}{119,74} = 8,35 \text{ МВА}$$

Величина тока КЗ:

$$I_{\text{КЗ п } |0|}^{(4)} = \frac{S_{\text{КЗ4}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср}}} \quad (6.7)$$

$$I_{\text{КЗ п } |0|}^{(4)} = \frac{8,35 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 400} = 12,06 \text{ кА}$$

Тогда величина ударного тока:

$$i_{y \text{ КЗ}} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{\text{КЗ п } |0|}^{(4)} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 12,06 = 27,21 \text{ кА}$$

Рассчитанные токи КЗ сводим в таблицу 6.4

Таблица 6.4 – Полученные расчетные токи и мощности КЗ

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.156 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№	Подпись	Дата		62

Расчетная точка	Среднее напряжение расчетной точки	Расчетные величины		
		Ип, кА	Иу, кА	Скз, МВА
K1	115	13,57	32,91	2700
K2	115	5,98	15,18	1189,92
K3	10,5	8,88	22,55	161,39
K4	0,4	12,06	27,21	8,35

6.2 Выбор электрооборудования и электрических аппаратов 10 кВ

Выбор основного электрооборудования схемы внешнего электроснабжения был произведен в разделе 4. В этом разделе будет произведен выбор электрооборудования напряжением 10 и 0,4 кВ.

Произведем выбор токопровода, соединяющего трансформаторы ГПП с ячейками РУ НН ГПП. Согласно [27,28] токопровод 6,10 кВ выбирается по номинальному напряжению, току утяжеленного режима, экономической плотности тока, потере напряжения, а также электродинамической и термической стойкости к токам КЗ. К установке намечается комплектный токопровод типа ТЗК-10-1600-81 УХЛ1 [29]

Проверим данный токопровод:

- По номинальному напряжению (10 кВ)
- По номинальному току

Ток, протекающий по токопроводу в утяжеленном режиме, можно найти, используя формулу:

$$I_{\text{раб.утяж}} = \frac{1,4 \cdot 16000 \text{ кВА}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1294,79 \text{ А.}$$

По условию

$$1294,79 \text{ А} \leq 1600 \text{ А};$$

- По асимметричному току электродинамической стойкости:

Согласно [21,28] выбор электрооборудования схемы внутреннего электроснабжения 10 кВ производится по току КЗ в точке КЗ. Согласно Таблицы 6.4, ударный ток в точке КЗ: $i_{\text{уд.КЗ}} = 22,55 \text{ кА}$

По условию:

$$22,55 \text{ кА} \leq 81 \text{ кА.}$$

- По термической стойкости к току КЗ.

Согласно разделу 7 время действия защиты, установленной на вводном выключателе РУ НН ГПП $t_z = 1,6 \text{ с}$. Собственное время отключения

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.156 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№	Подпись	Дата		63

вводного выключателя РУ НН ГПП (см. ниже) $t_c = 0,1$ с. Постоянная времени затухания апериодической составляющей согласно [16] $T_a = 0,05$ с.

Начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ в точке КЗ: $I_{п0} = 8,88$ кА

По условию

$$8,88^2 \cdot (1,6 + 0,055 + 0,125) = 140,51 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Комплектный токопровод по экономической плотности тока проверять не требуется. Учитывая относительно малое расстояние от трансформаторов ГПП до ячеек РУ НН ГПП по потере напряжения данный токопровод можно также не проверять.

К установке в качестве вводного выключателя РУ НН ГПП намечается выключатель ВВУ-СЭЩ-Э-10-31,5/1600 [30]. Согласно [16] проверка выключателей производится по номинальному напряжению, номинальному току, току утяжеленного режима, по стойкости к электродинамическому и термическому действию тока КЗ, по отключающей способности. При его проверке по номинальному току используется формула:

$$I_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{т.н}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}}, \quad (6.8)$$

Таблица 6.5 – Выбор выключателей 10 кВ ГПП 110/10 вводных ВВУ-СЭЩ

Условия выбора	Расчетные параметры цепи	Каталожные данные аппарата
$U_c \leq U_{\text{н}}$	10 кВ	10 кВ
$I_{\text{раб.утяж}} \leq I_{\text{н}}$	1294,79 А	1600 А
$I_{\text{п0}} \leq I_{\text{отк}}$	8,88 кА	20 кА
$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин.макс}}$	22,55 кА	51 кА
$B_k = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_z + t_c + T_a) \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = B_{\text{к,доп}}$	140,51 кА ² · с	4800 кА ² · с

Согласно [27,28] трансформаторы тока выбираются по номинальному напряжению, номинальному току, току утяжеленного режима, электродинамической и термической стойкости к действию тока КЗ, а также проверяются по работе в заданном классе точности (по допустимой вторичной нагрузке).

В качестве трансформатора тока принимается к установке ТОЛ-СЭЩ-10-11-0,5/10Р-5/10/15-1500/5 с коэффициентом трансформации 1500/5 [31] Выбор трансформатора тока, установленного в ячейке вводного выключателя РУ НН ГПП, произведен в таблице 9.6:

Таблица 6.6 – Условие выбора трансформаторов тока ТОЛ-СЭЩ-10

Условия выбора	Расчетные параметры цепи	Каталожные данные аппарата
$U_c \leq U_n$	10 кВ	10 кВ
$I_{\text{раб.уяз}} \leq I_n$	1011,55 А	1500
$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин.макс}}$	22,55 кА	100 кА
$B_k = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_z + t_c + T_a) \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = B_{\text{к.доп}}$	140,51 кА ² · с	4800 кА ² · с

Расчет для всех присоединений в КРУ-СЭЩ-70 ГПП аналогичен приведенному выше, поэтому сведем полученные расчетные данные в таблицу 6.8

Согласно [27] на подстанциях 110 кВ на стороне НН трансформатора устанавливаются амперметр, счетчики активной и реактивной энергии. В КРУ установлен амперметр/вольтметр модели ЦМ120

Так же в ячейках КРУ-СЭЩ устанавливается счетчик (активной и реактивной энергии) СЭТ-4ТМ [33].

Проверка по допустимой вторичной нагрузке приводится в таблице 6.7:

Таблица 6.7 – Нагрузка обмоток трансформаторов тока ТОЛ-СЭЩ ГПП 10 кВ

№ п/п	Прибор	Тип	S прибора [В·А]		
			ФАЗА А	ФАЗА В	ФАЗА С
Вводной выключатель 10 кВ (класс точности обмотки 0,5)					
1	Амперметр	ЦА9054	0,5	0	0
2	Счетчик РИК	СЭТ-4ТМ	0,05	0,05	0,05
3	Ваттметр	СР3020	0,07	0,07	0,07
ИТОГО:			0,62	0,12	0,12
Секционный выключатель 10 кВ (класс точности обмотки 0,5)					
1	Амперметр	ЦА9054	0,5	0	0
ИТОГО:			0,5	0	0
Выключатели на отходящих линиях 10 кВ (класс точности обмотки 0,5)					
1	Амперметр	ЦА9054	0,5	0	0
2	Счетчик РИК	СЭТ-4ТМ	0,05	0,05	0,05
ИТОГО:			0,55	0,05	0,05

Исходя из условного обозначения трансформатора тока ТОЛ-СЭЩ-10-11-0,5/10Р-10/15-1500/5 У2 [31] знаем, что максимально допустимая нагрузка $S_{2\text{ном}}$ обмотки 0,5 - 10 ВА. Нормированная нагрузка для определенного класса точности обмотки ТТ находится по известной формуле:

$$Z_{2\text{доп}} = \frac{S_{2\text{ном}}}{(I_{2\text{ном}})^2}, \quad (6.9)$$

где $I_{2\text{ном}}$ - номинальное значение тока вторичной обмотки ТТ. $I_{2\text{ном}} = 5 \text{ А}$ [31].

По формуле (6.9):

$$Z_{2\text{доп}} = \frac{10 \text{ ВА}}{(5 \text{ А})^2} = 0,4 \text{ Ом};$$

Согласно [27] допустимое сопротивление соединительных проводов находится по формуле:

$$Z_{\text{пр}} = Z_{2\text{доп}} - Z_{\text{приб}} - Z_{\text{к}}, \quad (6.10)$$

где $Z_{\text{к}}$ - переходное сопротивление контактов, равное 0,05 - при подключении 2-3 приборов к обмотке трансформатора тока, Ом. [27]

$Z_{\text{приб}}$ - сопротивление подключенных к данной обмотке ТТ приборов, которое находится по формуле:

$$Z_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{(I_{2\text{ном}})^2}, \quad (6.11)$$

где $S_{\text{приб}}$ - мощность, потребляемая подключенным к данной обмотке ТТ прибором;

По формуле (6.11) определим сопротивление приборов для всех типов выключателей:

- Вводной выключатель 10 кВ:

$$Z_{\text{приб}} = \frac{0,62}{5^2} = 0,0248 \text{ Ом};$$

- Секционный выключатель 10 кВ

$$Z_{\text{приб}} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02 \text{ Ом};$$

- Выключатели на отходящих линиях 10 кВ:

$$Z_{\text{приб}} = \frac{0,55}{5^2} = 0,022 \text{ Ом};$$

Рассчитаем величины сопротивлений проводов для выключателей по формуле (6/10):

- Вводной выключатель 10 кВ:

$$Z_{\text{пр}} = 0,4 - 0,0248 - 0,05 = 0,325 \text{ Ом};$$

- Секционный выключатель 10 кВ

$$Z_{\text{пр}} = 0,4 - 0,02 - 0,05 = 0,330 \text{ Ом};$$

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.156 ПЗ ВКР	Лист
						67
Изм.	Лист	№	Подпись	Дата		

Таблица 6.8 – Выбор выключателей и трансформаторов тока на присоединениях ГПП

Кабельная линия	Приемник	Uном, кВ	Нагрузка на кабель		Iп0, кА	tз, сек	tс, сек	Тa, сек	Iу, кА	Вк, кА^2*с	Паспортные данные выключателя			Тип выключателя	Паспортные данные трансформатора тока		Тип трансформатора тока
			норм	п/авар.							Iоткл, кА	Iдин, кА	Iпо^2*3сек, кА^2*с		Iдин, кА	Iпо^2*3сек, кА^2*с	
ГПП-ТДН с.ш.1,3	секция 1,3	10	647,4	1294,8	8,88	1,6	0,055	0,125	22,55	140,51	31,5	81	2976,75	ВВУ-СЭЩ-Э-10-31,5/1500	100	4800	ТОЛ-СЭЩ-10-11-0,2s/0,5/10P-5/10/15-1500/5 У2
ГПП секция с.ш. 10 кВ	межсекц. выкл.		647,4	1294,8		1,2				108,94				ВВУ-СЭЩ-Э-10-31,5/1500	100	4800	ТОЛ-СЭЩ-10-11-0,2s/0,5/10P-5/10/15-1500/5 У2
ЗРУ (ГПП)	ТП2		49,87	99,73		0,8				77,36	20	51	1200	ВВУ-СЭЩ-П-10-20/630	40	768	ТОЛ-СЭЩ-10-11-0,2s/0,5/10P-5/10/15-100/5 У2
ЗРУ (ГПП)	ТП9		75,36	150,73		0,8				77,36				ВВУ-СЭЩ-П-10-20/630	50	1200	ТОЛ-СЭЩ-10-11-0,2s/0,5/10P-5/10/15-200/5 У2
ЗРУ (ГПП)	ТП5		62,47	124,95		0,8				77,36				ВВУ-СЭЩ-П-10-20/630	40	768	ТОЛ-СЭЩ-10-11-0,2s/0,5/10P-5/10/15-150/5 У2
ЗРУ (ГПП)	ТП1		36,91	73,81		0,8				77,36				ВВУ-СЭЩ-П-10-20/630	40	768	ТОЛ-СЭЩ-10-11-0,2s/0,5/10P-5/10/15-100/5 У2
ЗРУ (ГПП)	ИП1		46,24	92,49		0,5				53,68				ВВУ-СЭЩ-П-10-20/630	40	768	ТОЛ-СЭЩ-10-11-0,2s/0,5/10P-5/10/15-100/5 У2
ЗРУ (ГПП)	ИП2		46,19	92,38		0,5				53,68				ВВУ-СЭЩ-П-10-20/630	40	768	ТОЛ-СЭЩ-10-11-0,2s/0,5/10P-5/10/15-100/5 У2
ЗРУ (ГПП)	ДСП1		72,17	144,34		0,5				53,68				ВВУ-СЭЩ-П-10-20/630	40	768	ТОЛ-СЭЩ-10-11-0,2s/0,5/10P-5/10/15-150/5 У2
ЗРУ (ГПП)	ДСП2		72,17	144,34		0,5				53,68				ВВУ-СЭЩ-П-10-20/630	40	768	ТОЛ-СЭЩ-10-11-0,2s/0,5/10P-5/10/15-150/5 У2
ЗРУ (ГПП)	СД2.1		40,80	81,59		0				14,21				ВВУ-СЭЩ-П-10-20/630	40	768	ТОЛ-СЭЩ-10-11-0,2s/0,5/10P-5/10/15-100/5 У2
ЗРУ (ГПП)	СД2.2		40,80	81,59		0				14,21				ВВУ-СЭЩ-П-10-20/630	40	768	ТОЛ-СЭЩ-10-11-0,2s/0,5/10P-5/10/15-100/5 У2
ЗРУ (ГПП)	СД2.3		40,80	81,59		0				14,21				ВВУ-СЭЩ-П-10-20/630	40	768	ТОЛ-СЭЩ-10-11-0,2s/0,5/10P-5/10/15-100/5 У2
ЗРУ (ГПП)	СД9.1		40,41	80,82		0				14,21				ВВУ-СЭЩ-П-10-20/630	40	768	ТОЛ-СЭЩ-10-11-0,2s/0,5/10P-5/10/15-100/5 У2
ЗРУ (ГПП)	СД9.2		40,41	80,82		0				14,21				ВВУ-СЭЩ-П-10-20/630	40	768	ТОЛ-СЭЩ-10-11-0,2s/0,5/10P-5/10/15-100/5 У2

- Выключатели на отходящих линиях 10 кВ:

$$Z_{\text{пр}} = 0,4 - 0,022 - 0,05 = 0,328 \text{ Ом}$$

Допустимое сечение соединительных проводов может быть найдено по формуле [27]:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}}, \quad (6.12)$$

где ρ – удельное сопротивление материала провода. Поскольку в качестве соединительных выбираем медные провода, то $\rho = 0,0175 \text{ Ом} \cdot \text{м}$;

$l_{\text{расч}}$ – расчётная длина соединительных проводов, учитывающая схемы включения приборов и обмоток трансформаторов тока. Для нашей схемы [28]: $l_{\text{расч}} = 1 \cdot l$, где, l – длина соединительных проводов от обмотки трансформатора тока до приборов. Для подключений 10 кВ $l=45 \text{ м}$ [28]. Таким образом $l_{\text{расч}} = 1 \cdot 45 = 45 \text{ м}$.

По формуле (6.12):

- Вводной выключатель 10 кВ:

$$q = \frac{0,0175 \cdot 45}{0,325} = 2,45 \text{ мм}^2;$$

- Секционный выключатель 10 кВ:

$$q = \frac{0,0175 \cdot 45}{0,330} = 2,39 \text{ мм}^2;$$

- Выключатели на отходящих линиях 10 кВ:

$$q = \frac{0,0175 \cdot 45}{0,328} = 2,4 \text{ мм}^2;$$

По условию механической прочности для обоих обмоток ТТ выбираем соединительные провода с сечением 4 мм^2 . [27].

В начале всех кабельных линий устанавливаются трансформаторы тока нулевой последовательности ТЗЛМ-1 [32]

Произведем выбор трансформаторов напряжения, подключенных к секциям шин ГПП и РП.

В качестве трансформаторов напряжения, установленных на шинах 10 кВ, примем трансформаторы напряжения НАЛИ-СЭЦ-10 [34]. Согласно [27,28] трансформаторы напряжения выбираются по номинальному

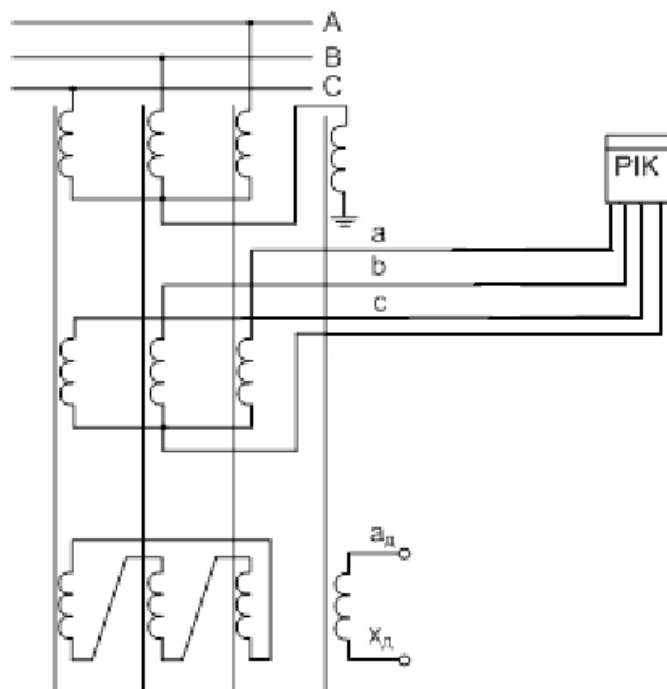
напряжению и проверяются по классу точности (по допустимой вторичной нагрузке). Как уже было сказано, на стороне НН трансформаторов ГПП установлен счетчик активной, реактивной энергии СЭТ-4ТМ. На линиях 10 кВ, отходящих к потребителям устанавливаются, помимо амперметра, счетчики оо активной и реактивной энергии. На стороне НН трансформаторов собственных нужд устанавливаются счетчики активной энергии. Кроме того, на секциях шин 10 кВ необходимо подключить вольтметр во вторичные цепи трансформатора напряжения для измерения междуфазного напряжения и вольтметр с переключением для измерения трех фазных напряжений. Как и раньше, в качестве счетчиков энергии (активной или одновременно активной и реактивной энергии) будем использовать счетчики СЭТ-4ТМ.

Схема подключения вышеназванных приборов к вторичным обмоткам трансформатора напряжения секций шин ГПП представлена на рисунке 6.5

Произведем проверку трансформатора напряжения, установленных на шинах ГПП, по допустимой вторичной нагрузке в таблице

При работе основной вторичной обмотки данного ТН в классе точности 0,5 максимально допустимая трехфазная нагрузка составляет 200 ВА. Исходя из этого считаем, что выбранный трансформатор напряжения работает в заданном классе точности.

В качестве соединительных проводов выбираем медные провода сечением 2,5 мм². На секциях шин РП также устанавливаем трансформаторы напряжения типа НАМИ-10-95УХЛ2.



Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Рисунок 6.5 – Схема подключения приборов к трансформатору
напряжения

Таблица 6.9 - Нагрузка обмоток трансформатора напряжения СШ1 ГПП 10 кВ

Прибор	Типы приборов	Потребляемая мощность одной катушки, ВА	Число катушек	cosφ	sin φ	Число приборов	Суммарная мощность приборов	
							P, Вт	QBAp
Счетчик	СЭТ-4ТМ	2	3	0,5	0,866	10	30	51,96
Ваттметр	СР3020	0,1	3	0,38	0,925	1	0,114	0,028
Итого							30,114	51,988

Определим полную нагрузку вторичной обмотки трансформатора напряжения в классе точности 0,5 согласно формулы:

$$S_{\Sigma} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2}, \quad (6.13)$$

По данным таблицы 6.9 и формуле (6.13):

$$S_{\Sigma} = \sqrt{30,114^2 + 51,988^2} = 60,07 \text{ ВА}$$

Полученное значение удовлетворяет установленному для класса точности 0,5 обмотки ТН.

Произведем выбор трансформаторов собственных нужд ГПП.

Потребители собственных нужд подстанций делятся на ответственных и неответственных. Ответственными механизмами являются система охлаждения силовых трансформаторов, сети аварийного освещения, система пожаротушения, система подогрева приводов разъединителей и подогрева шкафов КРУ, система оперативного управления, связи и телемеханики.

Кроме того, потребителями собственных нужд подстанции являются освещение, отопление, вентиляция ЗРУ, освещение ОРУ также относится к потребителям собственных нужд.

На двухтрансформаторных подстанциях 35 - 750 кВ устанавливается не менее двух трансформаторов собственных нужд.

Мощность трансформаторов собственных нужд должна выбираться в соответствии с нагрузками собственных нужд в разных режимах работы подстанции с учетом коэффициентов одновременности и загрузки, а также с учетом перегрузочной способности трансформаторов в послеаварийном режиме. Однако при учебном проектировании допустимо принимать мощность трансформатора собственных нужд, равной 0,1% от мощности силового трансформатора:

$$S_{\text{ТСН}} = \frac{0,1}{100} \cdot S_{\text{тр}}^{\text{ГПП}} \quad (6.14)$$

где $S_{\text{ТСН}}$ - мощность трансформатора собственных нужд подстанции, кВА;
 $S_{\text{тр}}^{\text{ГПП}}$ - полная мощность трансформатора ГПП выбранного ранее, кВА.

$$S_{\text{ТСН}} = 0,001 \cdot 16000 = 16 \text{ кВА}$$

Трансформатор серии ТЛС-СЭЩ выпускается на мощности 25, 40 и 63 кВА.

По полученной мощности и согласно ГОСТированной линейки мощности выбираем трансформатор собственных нужд ТЛС-СЭЩ-25-10/0,4, [32] Трансформатор собственных нужд смонтирован в ячейке КРУ.

Выбор вакуумных выключателей на вводе в ТП осуществляем по расчетным величинам тока КЗ в точке 3. Учтем что выключатели входят в состав КСО-СЭЩ каждой КТП. Выбор вакуумных выключателей в ячейках КСО обусловлен величинами периодической составляющей тока КЗ и величиной ударного тока. Выбор выключателей сведем в таблицу 6.11

Сечение термической стойкости для всех присоединений к ГПП найдём по формуле:

$$F_{\text{т.с}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C} \quad (6.15)$$

где C – коэффициент, зависящий от вида металла жил кабеля (для кабелей с алюминиевыми жилами и маслопропитанной изоляцией 10 кВ - 95 А/мм²·с).

Рассчитаем интеграл Джоуля из условия:

- минимального времени срабатывания релейной защиты на присоединения t_3 :

-ГПП-ДСП $t_3 = 0,5 \text{ с}$

-ГПП-ИП $t_3 = 0,5 \text{ с}$

-ГПП-ТП (магистральное подключение) $t_3 = 0,8 \text{ с}$

-ГПП-СД $t_3 = 0 \text{ с}$

- собственного времени отключения выключателя $t_c=0,055$ с;
- минимального времени затухания апериодической составляющей тока КЗ $T_a=0,05-0,2$ с. При расчетах $T_a=0,125$

Для присоединений 10 кВ ГПП-ТП (магистральное подключение):

$$W_K = 8,88^2 \cdot (0,8 + 0,055 + 0,05) = 71,36 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$F_{т.с} = \frac{\sqrt{71,36 \cdot 10^6}}{95} = 88,92 \text{ мм}^2$$

Для остальных присоединений расчет термически устойчивых сечений приведен в таблице 6.10:

Таблица 6.10 – Определение термически устойчивых сечений присоединений 10 кВ

Присоединение	$I_k, \text{кА}$	$t_z, \text{с}$	$t_c, \text{с}$	$T_a, \text{с}$	$W_k, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	C	$F_{т.с.}$
ГПП-ДСП	8,88	0,5	0,055	0,05	47,71	95,00	72,71
ГПП-ИП		0,5			47,71		72,71
ГПП-ТП		0,8			71,36		88,92
ГПП-СД		0			8,28		30,29

Если площадь сечения кабеля, выбранная по условиям нормального и утяжеленного режимов работы, оказывается меньше площади термически устойчивого сечения, то сечение такого кабеля увеличиваем до ближайшего меньшего стандартного сечения по отношению к $F_{т.с.}$. Изменение сечений требуется для присоединений 10 кВ ГПП-ТП (магистральные подключения).

Далее приводим таблицу с выбором выключателей на КТП и выбранными сечениями под термическую устойчивость к токам КЗ.

Вывод по разделу ВКР: Произведен расчет токов КЗ для расчетной схемы замещения. По полученным величинам токов КЗ выбрано электрооборудование схемы внутривзаводского электроснабжения.

Таблица 6.10 – Уточнённые по условиям термической стойкости к токам КЗ параметры кабелей

N п/п	Конечные пункты кабельной линии		Pr+ΔPrтр, кВт	Q1+ΔQтр, кВАр	Sprк,кВ А	Iрк, А	Iрк/пкл, А	Fэ, мм2	Fnорм., мм2	Тип кабеля	Количество	Способ прокладки	Нагрузка на кабель		Iдоп*, А	Kп**	Kt***, о.е.	Гдоп, А	Kав	Гав, А	l, км	го, Ом/км	хо, Ом/км	ΔU%
	Источник	Приемник											норм	п/авар.										
1	2	3	4	5	6	7	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Для трансформаторных подстанций (магистральные подключения)																								
1	ЗРУ (ГПП)	ТП2	1416,76	984,80	1725,4	99,7	49,9	71,2	95	ААШв	2	в траншее	49,9	99,7	205	0,90	1,00	184,5	1,25	230,63	0,060	0,34	0,08	0,01681
2	ТП2	ТП6	933,90	649,32	1137,4	65,7	32,9	47,0	95	ААШв	2	в траншее	32,9	65,7	205	0,90	1,00	184,5	1,25	230,63	0,168	0,34	0,08	0,03104
3	ТП6	ТП8	340,76	242,56	418,3	24,2	12,1	17,3	95	ААШв	2	в траншее	12,1	24,2	205	0,90	1,00	184,5	1,25	230,63	0,164	0,34	0,08	0,01109
4	ЗРУ (ГПП)	ТП9	2370,91	1085,55	2607,6	150,7	75,4	107,7	120	ААШв	2	в траншее	75,4	150,7	240	0,80	1,00	192,0	1,25	240,00	0,215	0,27	0,08	0,07815
5	ТП9	ТП3	1573,33	484,12	1646,1	95,2	47,6	68,0	95	ААШв	2	в траншее	47,6	95,2	205	0,90	1,00	184,5	1,25	230,63	0,145	0,34	0,08	0,04159
6	ЗРУ (ГПП)	ТП5	1746,59	1273,61	2161,6	124,9	62,5	89,2	120	ААШв	2	в траншее	62,5	124,9	240	0,80	1,00	192,0	1,25	240,00	0,288	0,27	0,08	0,08258
7	ТП5	ТП7	580,99	327,84	667,1	38,6	19,3	27,5	95	ААШв	2	в траншее	19,3	38,6	205	0,90	1,00	184,5	1,25	230,63	0,138	0,34	0,08	0,01544
8	ЗРУ (ГПП)	ТП1	1015,67	773,96	1276,9	73,8	36,9	52,7	95	ААШв	2	в траншее	36,9	73,8	205	0,75	1,00	153,8	1,25	192,19	0,098	0,34	0,08	0,01995
9	ТП1	ТП4	535,71	401,86	669,7	38,7	19,4	27,7	95	ААШв	2	в лотке	19,4	38,7	155	1,00	0,92	142,4	1,25	178,02	0,171	0,34	0,08	0,01832

Таблица 6.11 – Выбор вакуумных выключателей в КСО-СЭЩ на подстанциях

Наименование подстанции		Uном, кВ	Нагрузка на кабель		Iп0, кА	tз, сек	tс, сек	Tа, сек	Iу, кА	Вк, кА^2*с	Паспортные данные выключателя			Тип выключателя
№ТП	Sном, кВА		норм	п/авар.							Iоткл, кА	Iдин, кА	Iпо^2*3сек, кА^2*с	
ТП3	1000	10	40,46	80,92	8,88	0,5	0,055	0,125	22,55	53,68	20	51	1200	ВВУ-СЭЩ-П-10-20/630
ТП4	400		16,18	32,37							20	51	1200	ВВУ-СЭЩ-П-10-20/630
ТП6	630		25,49	50,98							20	51	1200	ВВУ-СЭЩ-П-10-20/630
ТП7	400		16,18	32,37							20	51	1200	ВВУ-СЭЩ-П-10-20/630

7 ВЫБОР РЕЖИМА НЕЙТРАЛИ

При выборе режима нейтрали внутризаводского электроснабжения воспользуемся формулой:

$$I_{3.c} = 1,1 \cdot \sum_{i=1}^n I_{c.уд} \cdot l_i \quad (7.1)$$

Величины удельного емкостного тока для сечений:

- 35 мм² – 0,69 А/км
- 70 мм² – 0,9 А/км
- 95 мм² – 1 А/км
- 120 мм² – 1,1 А/км [24]

Суммарные длины кабелей с генплана завода:

- 35 мм² – 0,270 км
- 70 мм² – 1,838 км
- 95 мм² – 3,054 км
- 120 мм² – 1,006 км

Тогда:

$$I_{3.c} = 1,1 \cdot (0,69 \cdot 0,270 + 0,9 \cdot 1,838 + 1 \cdot 3,054 + 1,1 \cdot 1,006) = 6,60 \text{ А}$$

Так как $I_{3.c} < 10 \text{ А}$, выберем:

- Для сети 10 кВ – высокоомное резистивное заземление
- Для сети 110 кВ рекомендуемое заземление нейтрали – эффективное заземление нейтрали,
- Для сети 0,4 кВ – глухозаземлённое заземление нейтрали.

Вывод по разделу ВКР: Произведен расчет величины емкостного тока замыкания. Выбраны режимы работы нейтрали на всех уровнях СЭС предприятия.

8 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

8.1 Составление исходной схемы расчета

Так как на рассматриваемом предприятии в качестве трансформаторов ГПП выбраны двухобмоточные трансформаторы, при расчете объединяем две секции сборных шин 10 кВ одного трансформатора, учитывая при этом половину приходящей реактивной мощности с энергосистемы и половину потерь в трансформаторе ГПП.

Расчет устройств компенсации реактивной мощности будем производить на методе, основанном на методе Лагранжа [35]. В соответствие с ним вначале составляется схема электроснабжения, на которой показаны возможные источники и потребители реактивной мощности. Данная схема представлена на рисунке 8.1. Поскольку разработанная выше схема электроснабжения является симметричной относительно секционных выключателей, на ней показаны источники и потребители реактивной мощности, подключенные к одной СШ ГПП.

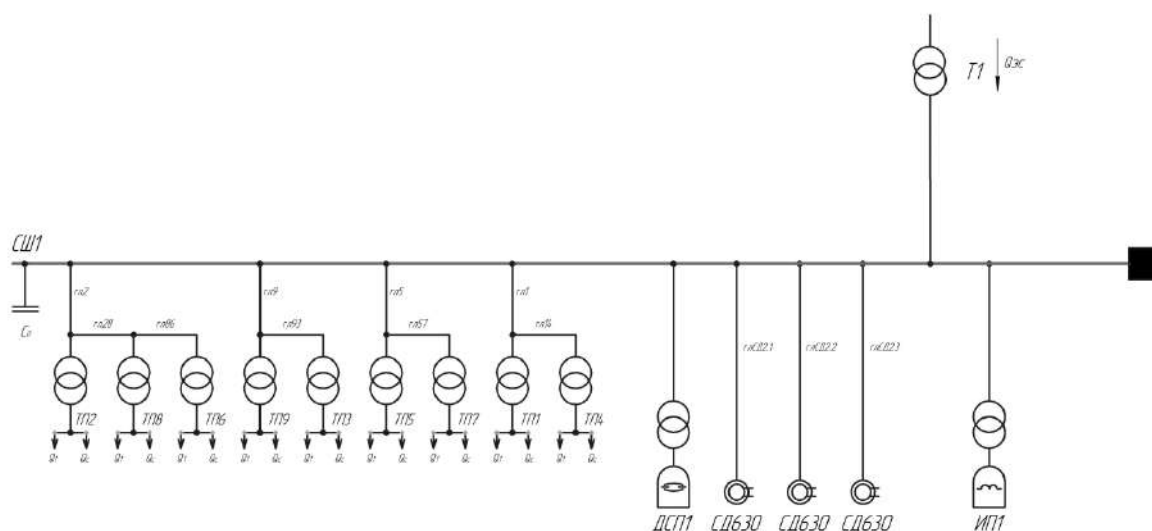


Рисунок 8.1 – Электрическая схема предприятия для расчета компенсации

К секции сборных шин РУ 10 кВ подключены синхронные двигатели и кабельные линии, питающие трансформаторы цеховых ТП. В таблице 8.1 и 8.2 приведены исходные данные для схемы электроснабжения. Здесь обозначено: $S_{\text{ном}i}$ – номинальная мощность трансформатора i -ой ТП; Q_{1i} и $\Delta Q_{\text{т}i}$ – реактивная нагрузка на трансформатор i -й ТП и потери реактивной мощности в нем; $R_{\text{т}ri}$ – активное сопротивление трансформатора i -й ТП, приведенное к напряжению 10 кВ; $R_{\text{ли}i}$ – активное сопротивление i -й кабельной линии.

8.2 Определение расчетных параметров

Далее приведем таблично (данные из предыдущих разделов КП) расчет сопротивлений линий и трансформаторов

Параметры схемы рассчитываются по формулам, а также [35]:

$$R_{\text{л}} = \frac{r_0 \cdot l}{n_{\text{кл}}}; \quad (8.1)$$

$$R_{\text{тр}} = \frac{\Delta P_{\text{кз}} \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ.Т}}^2}; \quad (8.2)$$

$$Q_{\text{эс1}} = \frac{P_{\text{р.п}} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{эс}}}{2} \quad (8.3)$$

Таблица 8.1 – Расчет сопротивлений линий

Конечные пункты кабельной линии		l, км	r ₀ , Ом/км	R, Ом	Количество	R _л , Ом
Источник	Приемник					
Магистральные						
ЗРУ (ГПП)	ТП2	0,060	0,340	0,020	2	0,010
ТП2	ТП6	0,168	0,340	0,057	2	0,029
ТП6	ТП8	0,164	0,340	0,056	2	0,028
ЗРУ (ГПП)	ТП9	0,215	0,270	0,058	2	0,029
ТП9	ТП3	0,145	0,340	0,049	2	0,025
ЗРУ (ГПП)	ТП5	0,288	0,270	0,078	2	0,039
ТП5	ТП7	0,138	0,340	0,047	2	0,023
ЗРУ (ГПП)	ТП1	0,098	0,340	0,033	2	0,017
ТП1	ТП4	0,171	0,340	0,058	2	0,029

Таблица 8.2 – Расчет сопротивлений трансформаторов в цеховых ТП

Номер ТП	$N_{т\text{ опт}}$	$S_{т\text{ ном}}$	$P_{кз}, \text{ кВт}$	Q_1	$\Delta Q_{тi}, \text{ кВар}$	$R_{тр}, \text{ Ом}$
ТП1	2	400	5,90	168,21	17,83	3,69
ТП2	2	400	5,90	167,74	18,12	3,69
ТП3	2	1000	12,20	192,86	49,20	1,22
ТП4	2	400	5,90	181,04	19,92	3,69
ТП5	2	1000	12,20	430,55	42,38	1,22
ТП6	2	630	8,50	203,38	23,89	2,14
ТП7	2	400	5,90	144,00	19,92	3,69
ТП8	2	400	5,90	121,28	13,32	3,69
ТП9	2	630	8,50	294,25	33,66	2,14
ИТОГО:				1903,31	238,24	
Величины Q_1 и $\Delta Q_{тi}$ делятся на $N_{т\text{ опт}}$						

Схема замещения для магистральной линии три ТП, будет иметь вид:

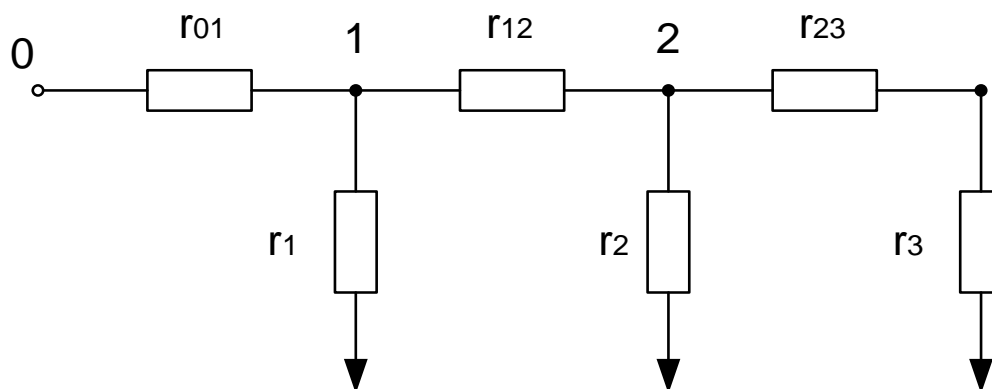


Рисунок 8.2 – Схема замещения магистральной линии с тремя ответвлениями.

В структуре завода ТП2-ТП6-ТП8 питаются по схеме на рисунке 8.2. Для ТП, питающихся по магистральной линии (рисунок 8.2) расчет эквивалентных сопротивлений проводится аналогично:

$$\begin{aligned}
 r_{01} &= R_{лгпп-тп2} = 0,010 \text{ Ом}; \\
 r_{12} &= R_{л26} = 0,029 \text{ Ом}; \\
 r_{23} &= R_{л68} = 0,028 \text{ Ом}; \\
 r_1 &= R_{тп2} = 3,69 \text{ Ом};
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} r_2 &= R_{\text{ТП6}} = 2,14 \text{ Ом}; \\ r_3 &= R_{\text{ТП8}} = 3,69 \text{ Ом}. \end{aligned}$$

Эквивалентная проводимость точек 1 и 2 схемы (рисунок 8.2) определяется по формуле:

$$\frac{1}{R_{\text{уз.1}}} = \frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_{12} + r_2}, \quad (8.4)$$

$$\frac{1}{R_{\text{уз.2}}} = \frac{1}{r_2} + \frac{1}{r_{23} + r_3}. \quad (8.5)$$

$$\frac{1}{R_{\text{уз.1}}} = \frac{1}{3,69} + \frac{1}{0,028 + 2,14} = 0,732 \rightarrow R_{\text{уз.1}} = \frac{1}{0,732} = 1,366 \text{ Ом}.$$

$$\frac{1}{R_{\text{уз.2}}} = \frac{1}{2,14} + \frac{1}{0,028 + 3,69} = 0,736 \rightarrow R_{\text{уз.2}} = \frac{1}{0,736} = 1,358 \text{ Ом}.$$

С учетом полученного, эквивалентные сопротивления присоединений определяются по формулам:

$$R_{\text{Э1}} = \left(1 + \frac{r_{01}}{R_{\text{уз.1}}}\right) \cdot r_1, \quad (8.6)$$

$$R_{\text{Э2}} = \left(1 + \frac{r_{01}}{R_{\text{уз.1}}}\right) \cdot \left(1 + \frac{r_{12}}{R_{\text{уз.2}}}\right) \cdot r_2, \quad (8.7)$$

$$R_{\text{Э3}} = \left(1 + \frac{r_{01}}{R_{\text{уз.1}}}\right) \cdot \left(1 + \frac{r_{12}}{R_{\text{уз.2}}}\right) \cdot (r_{23} + r_3), \quad (8.8)$$

$$R_{\text{Э1}} = \left(1 + \frac{0,010}{1,366}\right) \cdot 3,69 = 3,715 \text{ Ом}.$$

$$R_{\text{Э2}} = \left(1 + \frac{0,010}{1,366}\right) \cdot \left(1 + \frac{0,029}{1,358}\right) \cdot 2,14 = 2,203 \text{ Ом}$$

$$R_{\text{Э3}} = \left(1 + \frac{0,010}{1,366}\right) \cdot \left(1 + \frac{0,029}{1,358}\right) \cdot (0,028 + 3,69) = 3,822 \text{ Ом}$$

Схема замещения для магистральной линии (2 узла) будет иметь вид:
Определение эквивалентных активных сопротивлений:

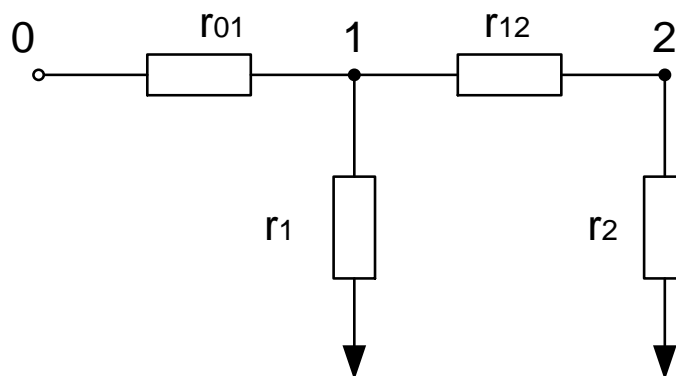


Рисунок 8.3 – Схема замещения магистральной линии с двумя ответвлениями

В структуре завода питаются по схеме на рисунке 7.2. следующие трансформаторные подстанции:

- ТП9-ТП3
- ТП1-ТП4
- ТП5-ТП7

Для ТП9-ТП3, питающихся по магистральной линии введем обозначения:

$$\begin{aligned} r_{01} &= R_{\text{ЛГПП-ТП9}} = 0,029 \text{ Ом;} \\ r_{12} &= R_{\text{Л93}} = 0,025 \text{ Ом;} \\ r_1 &= R_{\text{ТП9}} = 2,14 \text{ Ом;} \\ r_2 &= R_{\text{ТП3}} = 1,22 \text{ Ом.} \end{aligned}$$

Эквивалентная проводимость точки 1 схемы определяется по формуле:

$$\frac{1}{R_{\text{уз.1}}} = \frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_{12} + r_2} \quad (8.9)$$

$$\frac{1}{R_{\text{уз.1}}} = \frac{1}{2,14} + \frac{1}{0,025 + 1,22} = 1,270 \rightarrow R_{\text{уз.1}} = \frac{1}{1,270} = 0,787 \text{ Ом}$$

С учетом полученного, эквивалентные сопротивления присоединений ТП определяются по формулам

$$R_{\text{Э1}} = \left(1 + \frac{r_{01}}{R_{\text{уз.1}}} \right) \cdot r_1, \quad (8.10)$$

$$R_{\text{Э2}} = \left(1 + \frac{r_{01}}{R_{\text{уз.1}}} \right) \cdot (r_{12} + r_2), \quad (8.11)$$

$$R_{\text{Э1}} = \left(1 + \frac{0,029}{0,787} \right) \cdot 2,14 = 2,221 \text{ Ом}$$

$$R_{\Sigma 2} = \left(1 + \frac{0,029}{0,787}\right) \cdot (0,025 + 1,22) = 1,291 \text{ Ом}$$

-ТП5-ТП7:

$$r_{01} = R_{\text{ЛГПП-ТП5}} = 0,039 \text{ Ом};$$

$$r_{12} = R_{\text{Л57}} = 0,023 \text{ Ом};$$

$$r_1 = R_{\text{ТП5}} = 1,22 \text{ Ом};$$

$$r_2 = R_{\text{ТП7}} = 3,68 \text{ Ом};$$

$$\frac{1}{R_{\text{уз.1}}} = \frac{1}{1,22} + \frac{1}{0,023 + 3,68} = 1,089 \rightarrow R_{\text{уз.1}} = \frac{1}{1,089} = 0,918 \text{ Ом}$$

$$R_{\Sigma 1} = \left(1 + \frac{0,039}{0,918}\right) \cdot 1,22 = 1,272 \text{ Ом},$$

$$R_{\Sigma 2} = \left(1 + \frac{0,039}{0,918}\right) \cdot (0,032 + 3,68) = 3,868 \text{ Ом}.$$

-ТП1-ТП4:

$$r_{01} = R_{\text{ЛГПП-ТП1}} = 0,017 \text{ Ом};$$

$$r_{12} = R_{\text{Л14}} = 0,029 \text{ Ом};$$

$$r_1 = R_{\text{ТП1}} = 3,68 \text{ Ом};$$

$$r_2 = R_{\text{ТП4}} = 3,68 \text{ Ом};$$

$$\frac{1}{R_{\text{уз.1}}} = \frac{1}{3,68} + \frac{1}{0,029 + 3,68} = 0,540 \rightarrow R_{\text{уз.1}} = \frac{1}{0,540} = 1,851 \text{ Ом}$$

$$R_{\Sigma 1} = \left(1 + \frac{0,017}{1,851}\right) \cdot 3,68 = 3,721 \text{ Ом},$$

$$R_{\Sigma 2} = \left(1 + \frac{0,017}{1,851}\right) \cdot (0,029 + 3,68) = 3,750 \text{ Ом}.$$

Допустимая реактивная мощность синхронных двигателей можно найти по формуле:

$$Q_{\text{СД.м}} = \alpha_{\text{м}} \cdot N \cdot \sqrt{(P_{\text{СД.н}})^2 + (Q_{\text{СД.н}})^2}, \quad (8.12)$$

где $\alpha_{\text{м}}$ - коэффициент допустимой перегрузки СД по реактивной мощности. Примем, что коэффициент загрузки по активной мощности $\beta_{\text{м}} = 0,9$. Тогда по [35] при относительном напряжении на двигателях $U_* = 1$: $\alpha_{\text{м}} = 0,34$; N - количество двигателей;

$P_{\text{СД.н}}$ - номинальная активная мощность СД. Определяется согласно справочных данных;

$Q_{\text{СД.н}}$ - номинальная реактивная мощность СД. Определяется согласно справочных данных.

По формуле (8.12):

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.156 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		81

Для СД 630 кВт:

$$Q_{\text{сд.м}} = 0,34 \cdot 3 \cdot \sqrt{630^2 + 320^2} = 720,74 \text{ кВАр.}$$

Для СД 1250 кВт:

$$Q_{\text{сд.м}} = 0,34 \cdot 2 \cdot \sqrt{1250^2 + 650^2} = 958,05 \text{ кВАр}$$

Полученные результат вычисление по группе СД сведем в таблицу 8.3:

Таблица 8.3 – Расчет располагаемой реактивной мощности СД

Двигатель	ам	N	Рсд.ном	Qсд.ном	Qсд.м	Qсд.м
					Ni=3	Ni=1
630	0,34	3	630	320	720,74	240,248
1250	0,34	2	1250	650	958,05	479,026

Экономически целесообразная реактивная мощность, передаваемая энергосистемой предприятию в расчете на один трансформатор по формуле:

На 2 трансформатора ГПП:

$$Q_{\text{эс1}} = 13888,63 \cdot 0,5 = 6944,32 \text{ кВАр}$$

На 1 трансформатор ГПП:

$$Q_{\text{эс1}} = \frac{6944,32}{2} = 3472,16 \text{ кВАр}$$

Потери реактивной мощности в одном трансформаторе ГПП:

На 2 трансформатора ГПП:

$$\Delta Q_{\text{т}} = \frac{2 \cdot 16000}{100} (0,30 + 0,49^2 \cdot 10,5) = 841,51 \text{ кВАр}$$

На 1 трансформатор ГПП:

$$\Delta Q_{\text{т}} = \frac{841,51}{2} = 420,76 \text{ кВАр}$$

Определим удельную стоимость потерь активной мощности. Удельная стоимость потерь активной мощности равна:

$$C_0 = C'_0 \cdot \tau \cdot \delta; \quad (8.13)$$

где C'_0 - удельная стоимость потерь одного кВт·ч электроэнергии. Из подраздела 4.1 $C'_0 = 5,9379 \frac{\text{руб}}{\text{кВт·ч}}$.

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.156 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		82

По (8.13):

$$C_0 = 5,9379 \cdot 2786,52 \cdot 1,07 = 14,282 \frac{\text{тыс. руб}}{\text{кВт} \cdot \text{год}};$$

Определим затраты на генерацию реактивной мощности отдельными источниками:

- для низковольтных БК (0,4 кВ):

Согласно [35]:

$$Z_{1Г} = E \cdot K_y \cdot \left(\frac{U_{БК*}}{U_*}\right)^2 + C_0 \cdot \Delta P_{БК}, \quad (8.14)$$

$$Z_{2Г} = 0$$

где E- нормативный коэффициент отчислений. Из согласно [35] для силового оборудования напряжением до 20 кВ: $E = 0,223$;

K_y – удельная стоимость батарей конденсаторов.

Используя формулу ниже и данные, получим для низковольтных БК, а также повышающий коэффициент к 2020 году:

$$K_y = 12000 \cdot 94,4 \cdot 1,65 = 1869,12 \frac{\text{тыс. руб}}{\text{Мвар}};$$

Для высоковольтных БК:

$$K_y = 6000 \cdot 94,4 \cdot 1,65 = 934,56 \frac{\text{тыс. руб}}{\text{Мвар}};$$

$U_{БК*}$ отношение номинального напряжения конденсаторов к номинальному напряжению сети. Для низковольтных БК $U_{БК*} = 1$; для высоковольтных $U_{БК*} = 1,05$. [35]

$\Delta P_{БК}$ удельные потери в конденсаторах. Для низковольтных БК $\Delta P_{БК} = 4,5 \frac{\text{кВт}}{\text{Мвар}}$; для высоковольтных – $\Delta P_{БК} = 2,5 \frac{\text{кВт}}{\text{Мвар}}$;

По формуле (8.14) для низковольтных БК:

$$Z_{1Г.КН} = 0,223 \cdot 1869,12 \cdot \left(\frac{1}{1}\right)^2 + 14,282 \cdot 4,5 = 481,08 \frac{\text{тыс. руб}}{\text{Мвар}};$$

- для высоковольтных БК (10 кВ):

$$Z_{1Г.КВ} = 0,223 \cdot 934,56 \cdot \left(\frac{1,05}{1}\right)^2 + 14,282 \cdot 2,5 = 244,11 \frac{\text{тыс. руб}}{\text{Мвар}};$$

для СД:

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.156 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		83

Согласно [35] при отсутствии прочих потребителей реактивной мощности:

$$З_{1Г} = C_0 \cdot \frac{D_1}{Q_{сд.н}}, \quad (8.15)$$

$$З_{2Г} = C_0 \cdot \frac{D_2}{N \cdot (Q_{сд.н})^2}, \quad (8.16)$$

где D_1 и D_2 - постоянные величины, зависящие от технических параметров двигателя. Согласно [35] для двигателей:

Таблица 8.4 – Постоянные величины синхронных электродвигателей

$P_{двиг}, кВт$	$D_1, кВт$	$D_2, кВт$
630	2,07	3,44
1250	9,71	8,07

По формулам (8.15) и (8.16):

Для СД 630 кВт:

$$З_{1Г.СД} = 14,282 \cdot \frac{2,07}{0,320} = 77,63 \frac{\text{тыс. руб}}{\text{МВАр}};$$

$$З_{2Г.СД} = 14,282 \cdot \frac{3,44}{3 \cdot 0,320^2} = 134,39 \frac{\text{тыс. руб}}{(\text{МВАр})^2};$$

Для остальных СД расчет затрат годовых на генерацию сведем в таблицу 8.5:

Таблица 8.5 – Расчет годовых затрат на генерацию СД

$P_{сд}, кВт$	$C_0, \text{ тыс. руб./кВт}$	$D_1, кВт$	$D_2, кВт$	$N_i, шт.$	$Q_{сд.н}, \text{ МВАр}$	$З_{1Г.сд}, \text{ тыс. руб./МВ Ар}$	$З_{2Г.сд}, \text{ тыс. руб./МВ Ар}$
630	14,282	2,07	3,44	3	0,32	92,39	159,93
1250	14,282	9,71	8,07	2	0,65	213,36	136,40

Определим реактивную мощность источников, подключенных к ГПП. Оптимальные реактивные мощности низковольтных БК, подключенных к ТП, определим в предположении, что к шинам ГПП подключена высоковольтная БК. [35]. Тогда определим оптимальную мощность дополнительной группы БК для ТП2 по формуле [35]:

$$Q_{ci} = Q_{1,i} + \Delta Q_{ti} + \frac{З_{1Г.КВ} - З_{1Г.КН}}{2 \cdot a \cdot C_0 \cdot R_{ai}} \quad (8.17)$$

где $R_{эi}$ - эквивалентное активное сопротивление ответвления с i -й ТП, подключенного к СШ ГПП.

$$a = \frac{1000}{(U_H^2)} = \frac{1000}{(10^2)} = 10 \text{ кВ}^{-2};$$

Упростим формулу (8.17):

$$z = \frac{3_{1Г.КВ} - 3_{1Г.КН}}{2 \cdot a \cdot C_0} = \frac{244110 - 481080}{2 \cdot 10 \cdot 14,282} = -0,830 \text{ МВАр} \cdot \text{Ом}$$

$$Q_{ci} = Q_{1,i} + \Delta Q_{ти} + \frac{z}{R_{эi}}$$

Проведем расчет для всех ТП:

Для ТП1:

$$Q_{c1} = 0,168 + 0,018 + \frac{-0,830}{3,721} = -0,037 \text{ МВАр}$$

Результаты расчетов оптимальной реактивной мощности и выбора стандартных низковольтных БК остальных ТП приведены в таблице 8.6. Стандартные БК выбираются по каталогу [37]:

Таблица 8.6 - Расчет мощностей НБК

№ТП	$R_{э}$, Ом	Q_1 , МВАр	$\Delta Q_{тi}$, МВАр	Q_{ci} , МВАр		$Q_{куi}$, МВАр	$Q_{ki} + Q_{ci}$, МВАр	Тип принятой стандартной БК	$Q_{ст}$, кВАр
				расчетное	принятое				
ТП1	3,721	0,168	0,018	-0,037	0	-	-	-	-
ТП2	3,715	0,168	0,018	-0,037	0	-	-	-	-
ТП3	1,291	0,193	0,049	-0,401	0	0,474	0,474	1хУКРМ-0,4-450	450
ТП4	3,750	0,181	0,020	-0,020	0	0,026	0,026	1хУКРМ-0,4-30	30
ТП5	1,272	0,431	0,042	-0,179	0	-	-	-	-
ТП6	2,203	0,203	0,024	-0,149	0	-	-	-	-
ТП7	3,868	0,144	0,020	-0,051	0	0,035	0,035	1хУКРМ-0,4-30	30
ТП8	3,822	0,121	0,013	-0,082	0	-	-	-	-
ТП9	2,221	0,294	0,034	-0,046	0	-	-	-	-
ИТОГО:					0	0,53	0,5347		510

При распределении СД на сборных шинах 10 кВ ГПП учтем, что на одной секции подключено 3 СД:

- СД2.1, СД2.2, СД2.3

На другой:

- СД9.1, СД9.2

Определим оптимальную реактивную мощность, генерируемую источниками реактивной мощности, подключенными к секции шин ГПП. Тогда оптимальную реактивную мощность, генерируемую СД, можно найти по формуле [35]:

$$Q_{\text{СД}} = \frac{Z_{1\text{Г.КВ}} - Z_{1\text{Г.СД}}}{2 \cdot a \cdot C_0 \cdot R_{\text{э.СД}}}, \quad (8.18)$$

где $R_{\text{э.СД}} = \frac{R_{\text{л.СД}}}{N} + \frac{Z_{2\text{Г.СД}}}{a \cdot C_0}$ – эквивалентное сопротивление СД.

Для СД2.1:

$$R_{\text{э.СД}} = \frac{0,069}{3} + \frac{153,63}{10 \text{ кВ}^{-2} \cdot 14,282} = 1,143 \text{ Ом}.$$

По формуле (8.18) для СД 2.1:

$$Q_{\text{СД630}} = \frac{244,11 - 92,39}{2 \cdot 10 \cdot 14,282 \cdot 1,143} = 0,465 \text{ МВАр} = 465 \text{ кВАр}.$$

Как видим, оптимальная реактивная мощность, генерируемая синхронными двигателями 630 и 1250 кВт меньше располагаемой, при расчетах будет использована оптимальная. Расчет для остальных двигателей проводим аналогично и заносим в таблицу 8.7

Таблица 8.7 оо - Расчет реактивных мощностей СД установленных на СШ ГПП

Рсд	СД №	РлСД, Ом	С0, тыс. руб./кВт	N	З1ГКВ	З1г.сд, тыс. руб./МВАр	З2г.сд, тыс. руб./МВАр	а	Рэ.сд, Ом	Qсд, МВАр	Qсд.м
630	СД2.1	0,069	14,28	3	244,11	92,39	159,93	10	1,143	0,465	0,240
	СД2.2	0,083							1,147		0,240
	СД2.3	0,097							1,152		0,240
1250	СД9.1	0,047	14,28	2	244,11	213,36	136,40	10	0,978	0,110	0,479
	СД9.2	0,050							0,980		0,479
Итого										0,575	1,679

Экономически целесообразная реактивная мощность от энергосистемы, рассматриваемая как наименьшая из двух:

$$Q'_{\text{эс}} = 3472,15 \text{ кВАр};$$

$$Q''_{\text{эс}} = Q_{\text{р.п}} - \frac{0,7}{k_{\text{н.р}}} \cdot Q_{\text{сд.м}}; \quad (8.18)$$

где $k_{\text{н.р}}$ – коэффициент несовпадения максимумов нагрузок СД, принимаем 0,85.

Величина реактивной мощности предприятия с учетом максимума приходящаяся на 1 трансформатор ГПП:

$$Q_{p.п} = K_{o.м} \cdot \left[\sum_{i=1}^n Q_{1i} + \sum_{i=1}^m Q_{BVi} + \sum_{i=1}^o Q_{Ti} \right] + Q_{p.o} \quad (8.19)$$

где $K_{o.м}$ – коэффициент одновременности максимумов реактивной мощности.

$\sum_{i=1}^n Q_{1i}$ – реальная реактивная мощность проходящая через один трансформатор каждой ТП присоединенный к СШ1 10 кВ ГПП, кВАр;

$\sum_{i=1}^m Q_{BVi}$ – суммарная реактивная мощность высоковольтных электроприемников подключенных к СШ1 10 кВ ГПП, кВАр;

$\sum_{i=1}^o Q_{Ti}$ – потери реактивной мощности одного трансформатора каждой ТП, кВАр;

$Q_{p.o}$ – реактивная мощность освещения, рассчитана в разделе 2 ВКР, берется как половина от расчетной (183,48 кВАр).

$$Q_{p.п} = 0,90 \cdot [1903,31 + (0,75 \cdot 1 \cdot 2000 \cdot 0,75 + 0,7 \cdot 1500 \cdot 0,33) + 238,24] + 183,49 = 3435,24 \text{ кВАр}$$

$$Q_{эс}'' = 3435,24 - \frac{0,7}{0,85} \cdot (465 + 110) = 3435,24 - 473,52 = 2961,72 \text{ кВАр}$$

Мощность энергосистемы приходящая на один трансформатор ГПП:

$$Q_{эс}'' = 2961,72 \text{ кВАр};$$

Определим оптимальную мощность высоковольтных оо БК, установленных на секциях шин ГПП по формуле [6]:

Для СШ1 10 кВ

$$Q_{0(1)} = \sum_{i=1}^k (Q_{1.i} + \Delta Q_{Ti}) + \frac{Q_{\Delta T.гпп}}{2} + \sum_{i=1}^l Q_{кyi} + \sum_{i=1}^m Q_{BB} - \sum_{i=1}^n Q_{ci} - \sum_{i=1}^o Q_{сд} - \frac{Q_{эс1}}{2}, \quad (8.20)$$

Суммарная реактивная мощность ТП подключенных на СШ1 10 кВ:

$$\sum_{i=1}^n (Q_{1.i} + \Delta Q_{Ti}) = (1903,31 + 238,24) = 2141,55 \text{ кВАр}$$

$$\sum_{i=1}^k Q_{кyi} = 534,72 \text{ кВАр}$$

$$\sum_{i=1}^l Q_{ci} = 510 \text{ кВАр}$$

$$\sum_{i=1}^m Q_{\text{ВВ}} = 1471,5 \text{ кВАр}$$

По формуле (8.20):

$$Q_{0(1)} = 2141,55 + 420,76 + 534,72 + 1471,5 - 510 - (465 + 110) - 2961,72 \\ = 4568,53 - 4046,72 = 521,81 \text{ кВАр}$$

Устанавливаем на СШ 10кВ БСК 1хУКРМ-10,5-450 [36]

$$Q_{0(1)} = 450 \text{ кВАр}$$

Потребляемая реактивная мощность:

$$Q_{\text{р.п}0(1)} = 4568,53 \text{ кВАр}$$

Генерируемая реактивная мощность:

$$Q_{\Gamma0(1)} = 510 + 465 + 110 + 450 = 1535 \text{ кВАр}$$

По известным величинам реактивной мощности, передаваемой из энергосистемы предприятию и его расчетной активной мощности, определяется задаваемое предприятию энергосистемой значение коэффициента реактивной мощности:

$$\text{tg}\varphi_{3.э} = \frac{Q_{эс}}{P_{\text{р.п.}}} \quad (8.21)$$

$$\text{tg}\varphi_{3.э} = \frac{6944,32}{13888,63} = 0,50$$

Величина расчетного коэффициента реактивной мощности на СШ 10 кВ:

$$\text{tg}\varphi_{\text{р}} = \frac{Q_{\text{р}} - Q_{\Gamma}}{P_{\text{р.п.}}/2} \quad (8.22)$$

$$\text{tg}\varphi_{\text{р}} = \frac{4568,53 - 1535}{13888,63/2} = \frac{3033,53}{6944,32} = 0,44$$

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.156 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		88

Вывод по разделу ВКР: Произведен расчет компенсации реактивной мощности во внутривародской схеме СЭС предприятия выбраны БСК 0,4 и 10 кВ

9 РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Качество электроэнергии проявляется через качество работы электроприемников. Поэтому, если он работает неудовлетворительно, а в каждом конкретном случае анализ качества потребляемой электроэнергии дает положительные результаты, то виновато качество изготовления или эксплуатации. Если показатели качества электроэнергии не соответствуют нормативным требованиям, то предъявляются претензии к поставщику – энергетическому предприятию. В целом показатели качества электроэнергии определяют степень искажения напряжения электрической сети в результате кондуктивных помех (распределяющихся по элементам электрической сети), вносимых как энергоснабжающей организацией, так и потребителями.

Снижение качества электроэнергии обусловливает:

- увеличение потерь во всех элементах электрической сети;
- перегрев вращающихся машин, ускоренное старение изоляции, сокращение срока службы (в некоторых случаях выход из строя) электрооборудования;
- рост потребления электроэнергии и требуемой мощности электрооборудования;
- нарушение работы и ложные срабатывания устройств релейной защиты и автоматики;
- сбои в работе электронных систем управления, вычислительной техники и специфического оборудования;
- вероятность возникновения однофазных коротких замыканий из-за ускоренного старения изоляции машин и кабелей с последующим переходом однофазных замыканий в многофазные;
- появление опасных уровней наведенных напряжений на проводах и тросах отключенных или строящихся высоковольтных линий электропередач, находящихся вблизи действующих;
- помехи в теле- и радиоаппаратуре, ошибочную работу рентгеновского оборудования;
- неправильную работу счетчиков оо электрической энергии.

На рассматриваемом предприятии установлены потребители с резкопеременным графиком нагрузки, которые оказывают влияние на показатели качества электроэнергии – дуговые сталеплавильные печи.

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.156 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		89

Печи работают непрерывно. Длительные отключения печи происходят только при ее ремонтах. Число кратковременных отключений в процессе одной плавки достигает нескольких десятков.

Нагрузка ДСП непрерывно-циклическая. Цикличность работы характеризуется чередованием плавов с остановками печи для слива металла, заправки печи и завалки шихты. [5]

Допускается [38] подключать печные трансформаторы к сетям общего назначения без выполнения специальных расчетов качества электроэнергии при выполнении условия:

$$\frac{\sqrt{\sum_{i=1}^n S_{Ti}^2}}{S_k} \leq 0,01 \cdot D \quad (9.1)$$

где S_{Ti} – номинальная мощность печного понижающего трансформатора, ВА;

S_k – мощность КЗ в месте присоединения установки дуговых печей к электрическим сетям общего назначения, ВА;

D – коэффициент, учитывающий вид установки, для ДСП $D = 1$.

Подставив значения в формулу (9.1) получим:

$$\frac{\sqrt{\left(2 \cdot \frac{2000}{0,8} \cdot 10^3\right)^2}}{2700 \cdot 10^6} \leq 0,01 \cdot 1;$$

$$0,0018 \leq 0,01.$$

Условие выполняется, следовательно, проблем с электроснабжающей организацией проблем не возникнет.

Подставим на место S_k мощность короткого замыкания в месте подключения:

$$\frac{\sqrt{\left(2 \cdot \frac{2000}{0,8} \cdot 10^3\right)^2}}{161,39 \cdot 10^6} \leq 0,01 \cdot 1;$$

$$0,03 \geq 0,01.$$

Условие не выполняется. Проведем требуемые расчеты по качеству электроэнергии.

Показатели качества электроэнергии точек СШ1 и СШ2 нормируются по ГОСТ Р 51317.2.4-2000, а точки СШ110 - по ГОСТ 32144-2013.[39,40]

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.156 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		90

9.1 Расчет колебаний напряжения

Колебание напряжения для одиночной установки с резкопеременной нагрузкой на СШ1 определяется по формуле:

$$\delta U_{t.СШ1} = \frac{S_{дсп} \cdot \sqrt[4]{N}}{S_k} \cdot 100\% = \frac{P_{дсп} \cdot \sqrt[4]{N}}{S_k \cdot \cos \varphi} \cdot 100\% \quad (9.1)$$

где $S_{дсп}$ – полная мощность трансформатора ДСП, кВА;

$P_{дсп}$ – активная мощность трансформатора ДСП, кВт;

S_k – мощность КЗ в месте подключения трансформатора ДСП, МВА.

Подставив значения в формулу (9.8) получим:

$$\delta U_{t.СШ110} = \frac{2000 \cdot 10^3 \cdot 1,18}{161,39 \cdot 10^6 \cdot 0,8} \cdot 100\% = 1,82 \%$$

Согласно ГОСТ Р 51317.2.4-2000 в точке СШ1 допускаются колебания напряжения до 1% Показатели не соответствуют нормам.

Перейдем от колебания напряжения к длительной дозе фликера по формуле:

$$P_{lt} = \frac{\delta U_{t.СШ110}}{\delta U_{доп}}, \quad (9.2)$$

где $\delta U_{доп}$ – допустимое значение колебания напряжения. Согласно ГОСТ 13109-97 для ДСП $\delta U_{доп} = 1\%$.

Подставив значения в формулу (9.11) получим:

$$P_{st} = \frac{0,018}{1} = 0,018.$$

Согласно ГОСТ 32144-2013 допустимое значение длительной дозы фликера на стороне ВН ГПП равняется $P_{lt} = 1$. Показатели оо соответствуют нормам.

9.2 Несинусоидальность напряжения

Показателями качества электроэнергии являются: коэффициент n-ой гармонической составляющей и суммарный коэффициент гармонической составляющей напряжения. Рассчитаем их.

Составим схему замещения и рассчитаем ее параметры. На рисунке 9.1 представлена схема замещения.

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.156 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		91

Сопротивление системы определяется по формуле [38]:

$$x_c = \frac{U_{ст}^2}{S_c}, \quad (9.3)$$

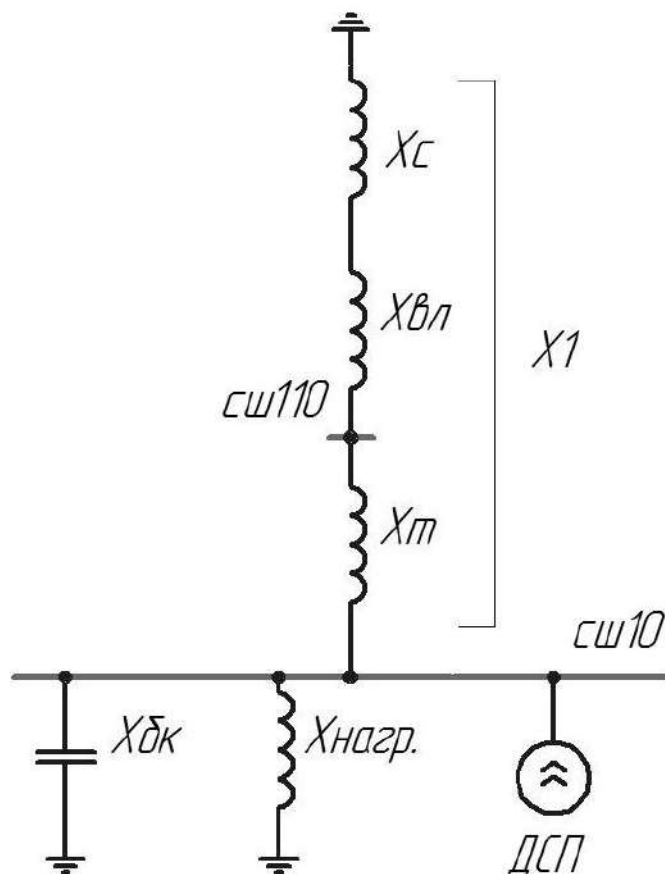


Рисунок 9.1 – Схема замещения

где $U_{ст}$ – напряжение ступени, В;

S_c – мощность короткого замыкания системы, ВА.

Подставив значения в формулу (10.2) получим:

$$x_c = \frac{(10 \cdot 10^3)^2}{2700 \cdot 10^6} = 0,037 \text{ Ом.}$$

Сопротивление воздушных линий определяется по формуле:

$$x_{вл} = x_{0вл} \cdot L_{вл} \cdot \left(\frac{U_{нн}}{U_{вн}} \right)^2, \quad (9.4)$$

где $x_{0вл}$ – удельное реактивное сопротивление воздушной линии, Ом/км;

$L_{вл}$ – длина воздушной линии, км;

$U_{НН}$ –напряжение на низкой стороне трансформатора, кВ;
 $U_{ВН}$ –напряжение на высокой стороне трансформатора, кВ;

Подставив значения в формулу получим:

$$x_{вл} = 0,444 \cdot 14 \cdot \left(\frac{10}{110}\right)^2 = 0,0514 \text{ Ом.}$$

Сопротивление трансформатора ГПП определяется по формуле:

$$x_T = \frac{U_{к\%}}{100} \cdot \frac{U_{ст}^2}{S_{Т.Н}} \quad (9.5)$$

где $U_{к\%}$ – напряжение короткого замыкания, %;
 $S_{Т.Н}$ – номинальная мощность трансформатора, ВА.
 $U_{ст}$ – напряжение ступени, В.

Подставив значения в формулу (9.4) получим:

$$x_T = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{(10 \cdot 10^3)^2}{16 \cdot 10^6} = 0,656 \text{ Ом.}$$

Эквивалентное сопротивление нагрузки, подключённой к секции шин 10 кВ для ν – й гармоники:

$$x_{нагр} = \frac{34}{S_{Т.НОМ\Sigma} + 2 \cdot S_{ДВ.НОМ\Sigma}} \cdot \nu \quad (9.6)$$

где $S_{Т.НОМ\Sigma}$ – сумма номинальных мощностей трансформаторов цеховых ТП, подключённых к секции шин 10 кВА, МВА;
 $S_{ДВ.НОМ\Sigma}$ – сумма номинальных мощностей высоковольтных электродвигателей, подключённых к секции шин 10 кВА, МВА;

Определим $S_{Т.НОМ\Sigma}$ по мощностям ранее выбраны трансформаторов 10/0,4 кВ:

$$S_{Т.НОМ\Sigma} = 5 \cdot 0,4 + 2 \cdot 0,63 + 2 \cdot 1 = 5,26 \text{ МВА}$$

Величина полной мощности одного электродвигателя:

$$S_{ДВ.НОМ} = \frac{P_{ДВ.НОМ}}{\cos\varphi_{ДВ.НОМ} \cdot \eta_{ДВ.НОМ}}, \quad (9.7)$$

где $S_{ДВ.НОМ}$ – номинальная полная мощность электродвигателя, МВА;
 $\cos\varphi_{ДВ.НОМ}$ –коэффициент активной мощности электродвигателя;
 $\eta_{ДВ.НОМ}$ – КПД электродвигателя.

Для СД630:

$$S_{\text{дв.ном}} = \frac{0,63 \cdot 10^6}{0,85 \cdot 0,95} = 0,78 \text{ МВА}$$

Для СД1250:

$$S_{\text{дв.ном}} = \frac{1,25 \cdot 10^6}{0,90 \cdot 0,95} = 1,46 \text{ МВА}$$

$$S_{\text{дв.ном}\Sigma} = 3 \cdot 0,78 + 2 \cdot 1,46 = 5,26 \text{ МВА}$$

$$X_{\text{нагр}} = \frac{34}{5,26 + 5,26} \cdot v = 3,23 \cdot v \text{ Ом}$$

Емкостное сопротивление БК определяется по формуле:

$$x_{\text{БК}} = -\frac{U_{\text{ст}}^2}{Q_{\text{БК}}}, \quad (9.8)$$

где $Q_{\text{БК}}$ – реактивная мощность БК, подключенных к данной секции шин.

Подставив значения в формулу получим:

$$x_{\text{БК}} = -\frac{(10 \cdot 10^3)^2}{450 \cdot 10^3} = -222,22 \text{ Ом.}$$

Сложим последовательные сопротивления:

$$x_1 = x_c + x_{\text{вл}} + x_{\text{т}}. \quad (9.9)$$

Подставив значения в формулу (9.9) получим:

$$x_1 = 0,037 + 0,0514 + 0,656 = 0,657 \text{ Ом}$$

Колебание напряжения в точке СШЗ определяется по формуле:

$$\delta U_{\text{т.СШЗ}} = \frac{(x_1 - x_{\text{т}}) \cdot \delta U_{\text{т.СШ1}}}{x_1}. \quad (9.10)$$

Подставив значения в формулу (9.10) получим:

$$\delta U_{\text{т.СШ110}} = \frac{(0,657 - 0,656) \cdot 2,28}{0,657} = 0,003\%$$

После преобразования, получим схему (рисунок 9.2):

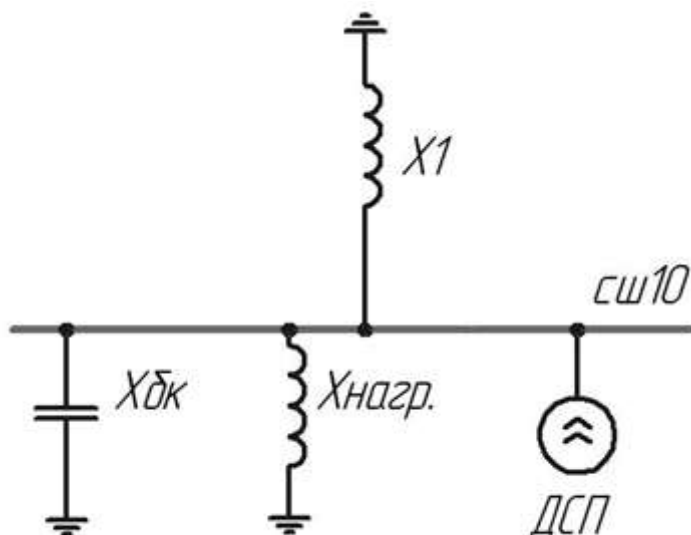


Рисунок 9.2 – Преобразованная схема

Дальнейшее преобразование проведем по формуле:

$$x_{э.сш10} = \frac{1}{\frac{1}{x_{нагр}} + \left(-\frac{1}{x_{БК}}\right) + \frac{1}{x_1}}. \quad (9.11)$$

Получаем преобразованную схему (рисунок 10.6).

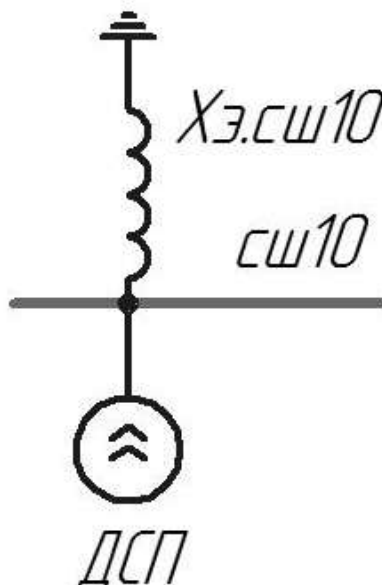


Рисунок 9.3 – Преобразованная схема

Результаты расчетов преобразований схемы сведем в таблицу 9.1.

При подключении одной печи к секции СШ1 ток ее гармоники определяется по формуле:

$$I_{(v).ДСП} = \frac{1,25 \cdot I_{п.т.н}}{n^2}, \quad (9.12)$$

где $I_{п.т.н}$ – номинальный ток печного трансформатора, А
 n – номер гармоники.

Так как на секции сборных шин содержится две печи одинаковой мощности тогда ток v -ых гармоник определяется выражением:

$$I_{(v)гр.ДСП} = I_{(v).ДСП} \cdot \sqrt[4]{N} \quad (9.13)$$

где N – количество печей с одинаковой мощностью, А

$$I_{(v)гр.ДСП} = \frac{1,48 \cdot I_{п.т.н}}{v^2}$$

Далее определим напряжение гармоники на СШ1 по формуле:

$$U_{(v).СШ1} = I_{(v).ДСП} \cdot X_{э.СШ10}. \quad (9.14)$$

Напряжение в точке СШ110 определяется по формуле:

$$U_{(n).СШ110} = \frac{(x_1 - x_T) \cdot U_{(v).СШ1}}{x_1}. \quad (9.15)$$

Коэффициент гармонической составляющей определяется по формуле:

$$K_{U(v)} = \frac{U_{(v)}}{U_{СШ.ф}} \cdot 100\% \quad (9.16)$$

Суммарный коэффициент гармонической составляющей определяется по формуле:

$$K_{U(v)} = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{25} U_{(v)}^2}}{U_{СШ.ф}} \cdot 100\% \quad (9.17)$$

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.156 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		96

Результаты расчетов сопротивлений элементов и показателей качества электроэнергии представлены в таблицах 9.1-9.3

Таблица 9.1 – Сопротивление элементов на ν - гармониках

ν	X_c	$X_{вл}$	X_T	$X_{нагр}$	$X_{бк}$
1	2	3	4	7	8
2	0,074	0,01028	1,312	6,46	-111,110
3	0,111	0,01542	1,968	9,69	-74,073
4	0,148	0,02056	2,624	12,92	-55,555
5	0,185	0,0257	3,28	16,15	-44,444
6	0,222	0,03084	3,936	19,38	-37,037
7	0,259	0,03598	4,592	22,61	-31,746
8	0,296	0,04112	5,248	25,84	-27,778
9	0,333	0,04626	5,904	29,07	-24,691
10	0,37	0,0514	6,56	32,3	-22,222
11	0,407	0,05654	7,216	35,53	-20,202
12	0,444	0,06168	7,872	38,76	-18,518
13	0,481	0,06682	8,528	41,99	-17,094
14	0,518	0,07196	9,184	45,22	-15,873
15	0,555	0,0771	9,84	48,45	-14,815
16	0,592	0,08224	10,496	51,68	-13,889
17	0,629	0,08738	11,152	54,91	-13,072
18	0,666	0,09252	11,808	58,14	-12,346
19	0,703	0,09766	12,464	61,37	-11,696
20	0,74	0,1028	13,12	64,6	-11,111
21	0,777	0,10794	13,776	67,83	-10,582
22	0,814	0,11308	14,432	71,06	-10,101
23	0,851	0,11822	15,088	74,29	-9,662
24	0,888	0,12336	15,744	77,52	-9,259
25	0,925	0,1285	16,4	80,75	-8,889

Таблица 9.2 – Сопротивление элементов на ν - гармониках в схеме замещения

ν	X_1	$1/X_{нагр}$	$1/X_{бк}$	$1/X_1$
1	2	4	5	6
2	1,39628	0,154799	-0,009	0,716
3	2,09442	0,103199	-0,0135	0,477
4	2,79256	0,077399	-0,018	0,358
5	3,4907	0,06192	-0,0225	0,286
6	4,18884	0,0516	-0,027	0,239
7	4,88698	0,044228	-0,0315	0,205

8	5,58512	0,0387	-0,036	0,179
9	6,28326	0,0344	-0,0405	0,159
10	6,9814	0,03096	-0,045	0,143
11	7,67954	0,028145	-0,0495	0,130
12	8,37768	0,0258	-0,054	0,119
13	9,07582	0,023815	-0,0585	0,110

окончание таблицы 9.2

ν	X1	1/X _{нагр}	1/X _{бк}	1/X1
1	2	4	5	6
14	9,77396	0,022114	-0,063	0,102
15	10,4721	0,02064	-0,0675	0,095
16	11,17024	0,01935	-0,072	0,090
17	11,86838	0,018212	-0,0765	0,084
18	12,56652	0,0172	-0,081	0,080
19	13,26466	0,016295	-0,0855	0,075
20	13,9628	0,01548	-0,09	0,072
21	14,66094	0,014743	-0,0945	0,068
22	15,35908	0,014073	-0,099	0,065
23	16,05722	0,013461	-0,1035	0,062
24	16,75536	0,0129	-0,108	0,060
25	17,4535	0,012384	-0,1125	0,057

Таблица 9.3 – Расчет напряжений и коэффициентов гармонических составляющих

v	I(v)ДСП	Хэ.с.ш.1	U(v)с.ш.1	kУс.ш.1, %	kУнорм, %	U(v).110t	kУс.ш.110t, %	kУнорм, %
1	2	3	4	5	6	10	11	12
2	19,01	1,16	22,05	0,38	3,00	1,33	0,02	0,50
3	19,01	1,76	33,52	0,58	6,00	2,02	0,04	1,50
4	10,69	2,40	25,61	0,44	1,50	1,55	0,03	0,30
5	6,84	3,07	21,00	0,36	8,00	1,27	0,02	1,50
6	4,75	3,80	18,05	0,31	1,00	1,09	0,02	0,20
7	3,49	4,60	16,07	0,28	7,00	0,97	0,02	1,00
8	2,67	5,50	14,71	0,25	1,00	0,89	0,02	0,20
9	2,11	6,53	13,80	0,24	2,50	0,83	0,01	0,40
10	1,71	7,74	13,24	0,23	1,00	0,80	0,01	0,20
11	1,41	9,19	12,99	0,22	5,00	0,78	0,01	1,00
12	1,19	10,97	13,03	0,23	1,00	0,79	0,01	0,20
13	1,01	13,25	13,41	0,23	4,50	0,81	0,01	0,70
14	0,87	16,28	14,21	0,25	1,00	0,86	0,01	0,20
15	0,76	20,56	15,64	0,27	2,00	0,94	0,02	0,20
16	0,67	27,12	18,13	0,31	1,00	1,09	0,02	0,20
17	0,59	38,51	22,80	0,39	4,00	1,38	0,02	0,50
18	0,53	63,39	33,47	0,58	1,00	2,02	0,03	0,20
19	0,47	161,76	76,67	1,33	4,00	4,63	0,08	0,40
20	0,43	-344,57	-147,39	-2,55	1,00	-8,90	-0,15	0,20
21	0,39	-86,58	-33,59	-0,58	1,75	-2,03	-0,04	0,20
22	0,35	-50,45	-17,84	-0,31	1,00	-1,08	-0,02	0,20
23	0,32	-36,02	-11,65	-0,20	3,50	-0,70	-0,01	0,40
24	0,30	-28,23	-8,39	-0,15	1,00	-0,51	-0,01	0,20
25	0,27	-23,35	-6,39	-0,11	3,50	-0,39	-0,01	0,40
Суммарные коэффициенты:				3,29	10,0		0,20	2,0

Из таблицы 9.3 видно, что суммарный коэффициент выше нормы и наблюдаются отклонения показателей на 20 гармоники.

9.3 Несимметрия напряжения

Причиной несимметрией токов и напряжений являются ДСП. Несимметрию разделяют на статическую и динамическую.

Статическая несимметрия обусловлена разностью сопротивления токопровода и контактных соединений.

Динамическая несимметрия вызывается неодинаковостью условий зажигания дуг под различными электродами, рассогласованием моментов эксплуатационных КЗ и т.д.

Коэффициент несимметрии по напряжению обратной последовательности определяется:

$$k_{2U} = \frac{U_2}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\%, \quad (9.18)$$

где U_2 – напряжение обратной последовательности, В.

Напряжение обратной последовательности определяется по формуле:

$$U_2 = I_2 \cdot x_{кз}, \quad (9.19)$$

где I_2 – ток обратной последовательности, А;
 $x_{кз}$ – сопротивление короткого замыкания в точке подключения ДСП.

Значение $x_{кз}$ было определено ранее в расчетах токов короткого замыкания $x_{кз}' = x_1 = 0,657$. Переведем это значение из относительных единиц в именованные:

$$x_{кз} = x_{кз}' \cdot \frac{U_6^2}{S_6} \quad (9.20)$$

Подставив значения в формулу (9.20) получим:

$$x_{кз} = 0,657 \cdot \frac{(10,5 \cdot 10^3)^2}{1000 \cdot 10^6} = 0,072 \text{ Ом.}$$

Ток обратной последовательности определяется по формуле:

$$I_2 = \frac{P_{\Pi}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi}, \quad (9.21)$$

где P_{Π} – пульсирующая мощность, Вт.

Пульсирующая мощность определяется по формуле:

$$P_{\Pi} = P_{\Pi}' + P_{\Pi}'', \quad (9.22)$$

где P_{Π}' – мощности «мёртвой» фазы, Вт;
 P_{Π}'' – мощности «дикий» фазы, Вт.

Мощность «мёртвой» и «дикий» фазы определяются по формулам соответственно:

$$P_{\Pi}' = P_{\text{ном}} \cdot \left(\frac{1}{3} - \frac{\xi_{\text{КС}}}{6} \right); \quad (9.23)$$

$$P_{\Pi}'' = P_{\text{ном}} \cdot \left(\frac{1}{3} + \frac{\xi_{\text{КС}}}{6} \right), \quad (9.24)$$

где $\xi_{\text{КС}}$ – коэффициент неравномерности нагрузки короткой сети, $\xi_{\text{КС}} = 0,3$.

Подставив значения в формулы (10.23) и (10.24) получим:

$$P_{\pi}' = 2000 \cdot \left(\frac{1}{3} - \frac{0,3}{6} \right) = 567 \text{ кВт};$$

$$P_{\pi}'' = 2000 \cdot \left(\frac{1}{3} + \frac{0,3}{6} \right) = 767 \text{ кВт}.$$

Подставим значения в формулу (9.21) получим:

$$I_2 = \frac{(567 + 767) \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^3 \cdot 0,8} = 96,3 \text{ А}.$$

Подставим значения в формулу (9.19) получим:

$$U_2 = 96,3 \cdot 0,072 = 6,93 \text{ В}$$

Подставим значения в формулу (9.18) получим:

$$k_{2U} = \frac{6,93}{10 \cdot 10^3} \cdot 100\% = 0,0693\%.$$

Согласно ГОСТ Р 51317.2.4-2000 допустимое значение параметра равно 2%. Показатели соответствуют нормам.

9.4 Провалы напряжения

Провалы напряжения в рассматриваемой сети могут быть вызваны пуском высоковольтных синхронных двигателей.

Оценим провал напряжения при пуске синхронных двигателей.

Расчетная пусковая мощность определяется:

$$S_{\pi} = \frac{P_{\text{ном}} \cdot K_{\pi}}{\cos \varphi \cdot \eta}, \quad (9.25)$$

где $P_{\text{ном}}$ – номинальная мощность СД, Вт;

K_{π} – кратность пускового тока;

η – КПД СД.

Подставив значения в формулу (9.25) получим:

Шины содержат три двигателя на 630 кВт:

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.156 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		101

$$S_{\pi} = \frac{630 \cdot 10^3 \cdot 5}{0,85 \cdot 0,95} = 3,90 \text{ МВА.}$$

Кроме СД, участвующих в пуске, к шинам подключена другая нагрузка, эту нагрузку будем учитывать условным понятием «пусковой нагрузки»

$$S_{\pi.н.} = \sqrt{P_{\pi}^2 + Q_{\pi}^2}, \quad (9.26)$$

где P_{π} – активная нагрузка других электроприемников, кВт;
 Q_{π} – реактивная нагрузка других электроприемников, кВАр.

Подставив значения в формулу (9.26) получим:

$$S_{\pi.н.} = \sqrt{5169,91^2 + 3003,97^2} = 5979,28 \text{ кВА.}$$

Суммарная эквивалентная пусковая нагрузка узла определяется по формуле:

$$S_{\pi.э.} = \sqrt{(P_{\pi})^2 + (S_{\pi} + Q_{\pi})^2}. \quad (9.27)$$

Подставив значения в формулу (9.27) получим:

$$S_{\pi.э.} = \sqrt{(5142,15)^2 + (3900 \cdot 3 + 2982,86)^2} = 15,56 \text{ кВА}$$

Тогда эквивалентное сопротивление узла определяется:

$$x_{д.э} = \frac{S_6 \cdot U_{ном}^2}{S_{\pi.э.} \cdot U_6^2}. \quad (9.28)$$

Подставив значения в формулу (9.28) получим:

$$x_{д.э} = \frac{1000 \cdot 10^6 \cdot (10 \cdot 10^3)^2}{15,56 \cdot 10^6 \cdot (10 \cdot 10^3)^2} = 64,27.$$

Остаточное напряжение на сборных шинах ГПП, к которым подключены СД определяется по формуле:

$$U_{д} = U_{с} \cdot \frac{x_{д.э}}{x_{с} + x_{д.э}}, \quad (9.29)$$

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.156 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		102

где x_c – суммарное сопротивление питающей сети до СШ, к которым подключен СД.

Значение x_c было определено ранее в расчетах схемы замещения

Подставив значения в формулу (9.29) получим:

$$U_d = 10 \cdot \frac{64,27}{0,657 + 64,27} = 9,898 \text{ кВ.}$$

Провал напряжения ΔU определяется по формуле:

$$\Delta U_{\%} = \frac{U_c - U_d}{U_c} \cdot 100\%. \quad (9.30)$$

Подставив значения в формулу (9.30) получим:

$$\Delta U_{\%} = \frac{10 - 9,898}{10} \cdot 100\% = 1,02\%.$$

Согласно [39] допустимое значение параметра находится в диапазоне 10-100% в зависимости от различных факторов. Показатели соответствуют нормам.

9.5 Мероприятия по улучшению показателей качества ЭЭ

Подключим к сборным шинам и рассчитаем параметры пассивных фильтров.

Выбор начинается с батарей конденсаторов. Расчет параметров фильтро-компенсирующего устройства выполним таблично по формулам приведенным ниже.

Коэффициент повышения напряжения основной частоты на батарее за счет последовательно включенного реактора определяется [42]:

$$\alpha = \frac{v^2}{v^2 - 1} \quad (9.31)$$

где v – номер гармоники.

Напряжение основной частоты на батарее фильтра: определяется по формуле:

$$U_{1c} = \frac{\alpha \cdot U_{ш}}{\sqrt{3}}, \quad (9.32)$$

где $U_{ш}$ – Наибольшее рабочее линейное напряжение на шинах секции, кВ.

Выбирается номинальное напряжение батареи фильтра из условия:

$$U_{1c} \leq U_{ном.бк} \leq U_{макс.бк} = 1,3 \cdot U_{1c}. \quad (9.33)$$

Проверяется коэффициент загрузки батареи по напряжению основной частоты из условия:

$$0,77 \leq C_{U1} = \frac{U_{1c}}{U_{ном.бк}} < 1. \quad (9.34)$$

Проверяется коэффициент загрузки батареи по полному току из условия:

$$C_i = \frac{1}{C_{U1}} < C_{идоп} = 1,3. \quad (9.35)$$

Проверяется коэффициент загрузки батареи по току гармоники из условия:

$$C_{iv} = \sqrt{C_i^2 - C_{U1}^2} \leq C_{ивдоп} = \sqrt{C_{идоп}^2 - C_{U1}^2} \quad (9.36)$$

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.156 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		104

Выбирается мощность батареи фильтра $Q_{\text{ном.ф}}$ наибольшая из двух:
 – мощность батареи по условию эффективности поглощения тока гармоники:

$$Q_{\text{бк}} = K_p \cdot S_{k.\text{max}}; \quad (9.37)$$

где K_p – коэффициент, который $K_p \geq 0,45 \cdot 10^{-2}$ для $\nu = 5$, $K_p \geq 0,25 \cdot 10^{-2}$ для $\nu = 7$; $K_p \geq 0,1 \cdot 10^{-2}$ для $\nu = 11,13$

– мощность батареи по условию исключения недопустимой перегрузки:

$$Q_{\text{бк}} = \frac{3 \cdot U_{\text{ном.бк}} \cdot K_{iv} \cdot I_v}{C_{iv}}, \quad (9.38)$$

где K_{iv} – коэффициент, учитывающий неточную настройку фильтра в резонанс, примем $K_{iv} = 1,3$;
 I_v – ток гармоники, А.

Номинальный ток батареи фильтра равен:

$$I_{\text{ном.ф}} = \frac{Q_{\text{ном.ф}}}{3 \cdot U_{\text{ном.бк}}}. \quad (9.39)$$

Компенсирующая способность фильтра определяется:

$$Q_{1\phi} = Q_{\text{ном.ф}} \cdot C_{U1}^2. \quad (9.40)$$

Суммарная компенсирующая мощность всех фильтров дайной секции определяется по формуле:

$$Q_{1\phi\Sigma} = \sum_1^n Q_{1\phi i}. \quad (9.41)$$

Характеристическое сопротивление фильтра определяется:

$$\rho = \frac{3 \cdot U_{\text{ном.бк}}^2}{Q_{\text{ном.ф}} \cdot \nu} \cdot 10^3. \quad (9.42)$$

Максимальное напряжение резонансной частоты на элементах фильтра определяется:

$$U_{vc.max} = U_{vc.p} = I_{ном.ф} \cdot C_{ivдоп} \cdot \rho \cdot 10^{-3}. \quad (9.43)$$

Максимальное полное напряжение на батарее фильтра определяется по формуле:

$$U_{c.max} = \sqrt{U_{1c}^2 + U_{vc.max}^2}. \quad (9.44)$$

Фактический коэффициент загрузки батареи по току гармоники определяется:

$$C_{ivф} = \frac{I_v \cdot K_{iv}}{I_{ном.ф}}. \quad (9.45)$$

Выбор батареи конденсатор завершается проверкой номинального напряжения по условию:

$$U_{c.max} \leq U_{ном.бк}. \quad (9.46)$$

Далее проведем выбор параметров реактора фильтра.

Реактивное сопротивление реактора на основной частоте определяется:

$$X_{1p} = \frac{\rho}{v}. \quad (9.47)$$

Номинальный ток реактора фильтра $I_{ном.р}$ выбирается из условия:

$$I_{ном.р} \geq I_{доп.р} = C_{идоп} \cdot I_{ном.ф}. \quad (9.48)$$

Напряжение основной частоты на реакторе фильтра определяется по выражению:

$$U_{1p} = \frac{1}{v^2 - 1} \cdot \frac{U_{ш}}{\sqrt{3}}. \quad (9.49)$$

Максимальное полное напряжение на реакторе фильтра определяется:

$$U_{p.max} = \sqrt{U_{1p}^2 + U_{vc.max}^2}. \quad (9.50)$$

Завершается выбором номинального напряжения реактора фильтра $U_{ном.р}$ по условию:

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.156 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		106

$$U_{\text{ном.р}} \geq U_{\text{р.мах}} \quad (9.51)$$

Определим эффективность фильтра.

Примем добротность фильтра $q_{\text{вном}}$ из условия:

$$q_{\text{вном}} = q_v \geq \frac{C_{\text{ivф}} \cdot m \cdot 100}{\sqrt{(U_{\text{вдоп}} \cdot v)^2 - (C_{\text{ivф}} \cdot m \cdot a^2 \cdot 100)^2}}, \quad (9.52)$$

где a – коэффициент, равный 0,015;

$U_{\text{вдоп}}$ – допустимое значение гармоники, %;

m – коэффициент, определяемый по формуле:

$$m = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.бк}}}{U_{\text{ш}}}. \quad (9.53)$$

Остаточное линейное напряжение гармоники после установки фильтра определяется:

$$U_{\text{вост}} = \frac{C_{\text{ivф}} \cdot m \cdot 100}{v} \cdot \sqrt{\frac{1}{q_{\text{вном}}^2} + a^2} \quad (9.54)$$

Коэффициент эффективности фильтра определяется по формуле:

$$K_{\text{эв}} = \frac{U_{\text{вост}}}{U_v} \leq 1. \quad (9.55)$$

где U_v – расчетное значение гармоники, %.

Фильтры ставятся по очередно начиная со второй гармоники.

Таблица 9.4 – Расчет параметров ФКУ на 2-ую гармонику

v	2
α	1,33
$U_{1с}$	7707,13
$U_{\text{мах.бк}}$	10019,27
$U_{\text{ном.бк}}$	10000,00
C_{U1}	0,77
C_i	1,30
C_{iv}	1,04
$S_{кз}$	161,39

Кр	0,00560
Q _{бк}	0,90
Q _{бк.ном}	0,71
I _{ном.ф.}	23,68

окончание таблицы 9.4

Q _{1ф}	0,42
Q _{1фΣ}	0,42
ρ	211,17
U _{vc.max.}	5,22
U _{c.max.}	9,31
C _{1ф}	1,04
X _{1р}	105,59
I _{ном.р.}	30,72
U _{1р.}	7707,13
U _{р.max}	9,31
a	0,015
U _{v.доп}	6,00
m	1,73
q _{vном.}	15,05
U _{v.ост}	6,15
K _{эv}	1,03

Так как фильтр обладает компенсирующей способностью $Q_{1фΣ}$, то целесообразно использовать это свойство и делать перерасчет требуемой мощности БСК:

$$Q_0 = Q_0' - Q_{1фΣ}, \quad (9.56)$$

где Q_0' – требуемая мощность БСК по расчетам компенсации реактивной мощности, $Q_0' = 521,81$ кВАр.

Величина компенсирующей способности фильтра при расчете:

$$Q_{1фΣ} = 0,42 \text{ МВАР} = 420 \text{ кВАр}$$

При выборе ФКУ по каталогу [41] следует обратить внимание на реальную компенсирующую способность фильтра: в нашем случае ФКУ-3-10-600 $Q_{1фΣ} = 600$ кВАр

Если $Q_0 \leq 0$, то установка БСК не требуется. Фильтры будут выполнять компенсацию реактивной мощности.

$$Q_0 = 521,81 - 600 = -78,19 \text{ кВАр}$$

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.156 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		108

Далее проводим снова расчет показателей качества оо электроэнергии после установки каждого ФКУ.

В схему замещения ФКУ вводится как показано на рисунке 9.4. Преобразования схемы проводим аналогично п. 9.2 КП.

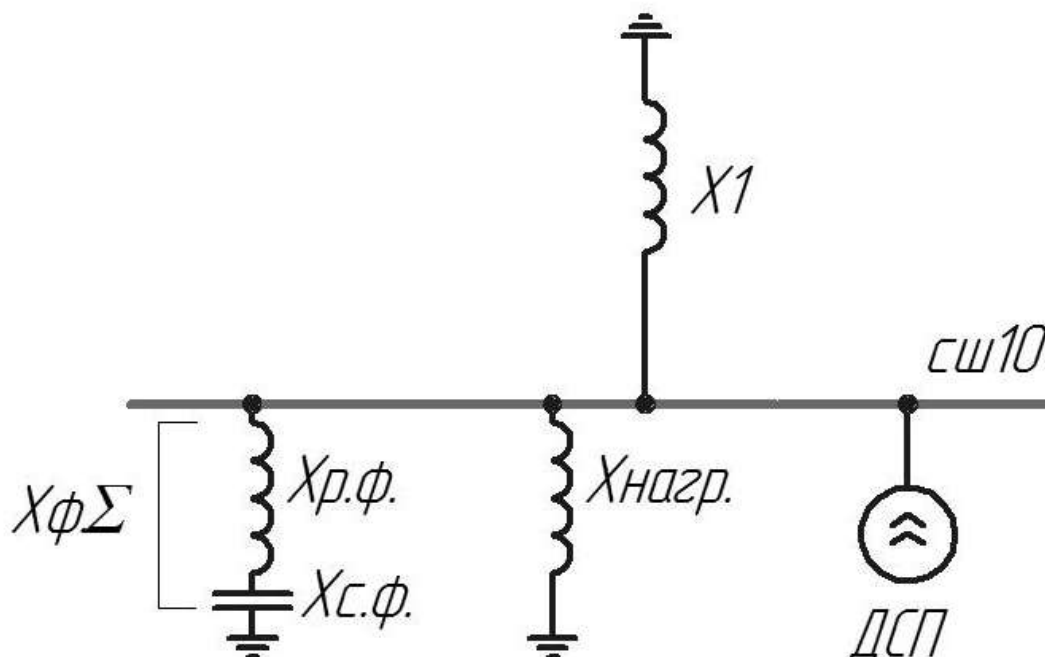


Рисунок 9.4 – Схема замещения с ФКУ

Сопротивление реактора фильтра $x_{р\phi i}$ определяется:

$$x_{р\phi i} = X_{1p_i} \cdot \left(\frac{U_{ст}}{U_{ном.бкi}} \right)^2 \quad (9.57)$$

Сопротивление конденсатора фильтра $x_{с\phi i}$ определяется:

$$x_{с\phi i} = - \frac{3 \cdot U_{ст}^2}{Q_{ном.\phi i}}, \quad (9.58)$$

где $Q_{ном.\phi i}$ – мощность конденсаторов, полученная в ходе расчетов фильтров.

Сопротивление одного фильтра определяется по формуле:

$$x_{\phi i} = x_{р\phi i} + x_{с\phi i}. \quad (9.59)$$

Сопротивление группы фильтров определяется по формуле:

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.156 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		109

$$x_{\phi\Sigma} = \frac{1}{\sum \frac{1}{x_{\phi i}}} \quad (9.60)$$

Эквивалентное сопротивление определяется по формуле:

$$X_{\Sigma, \text{СШ10}} = \frac{1}{\frac{1}{x_{\text{нагр}}} + \frac{1}{x_{\phi\Sigma}} + \frac{1}{x_1}} \quad (9.61)$$

Результаты расчетов преобразования схемы после установки ФКУ представлены в таблицах 9.5.

Таблица 9.5 – Сопротивление элементов на ν -гармониках с ФКУ

ν	X_c	$X_{вл}$	X_T	$X_{нагр}$	$X_{\phi\Sigma}$
1	2	3	4	7	9
2	0,074	0,01028	1,312	6,46	0
3	0,111	0,01542	1,968	9,69	194,015
4	0,148	0,02056	2,624	12,92	349,228
5	0,185	0,0257	3,28	16,15	488,919
6	0,222	0,03084	3,936	19,38	620,849
7	0,259	0,03598	4,592	22,61	748,345
8	0,296	0,04112	5,248	25,84	873,069
9	0,333	0,04626	5,904	29,07	995,945
10	0,37	0,0514	6,56	32,3	1117,528
11	0,407	0,05654	7,216	35,53	1238,171
12	0,444	0,06168	7,872	38,76	1358,107
13	0,481	0,06682	8,528	41,99	1477,502
14	0,518	0,07196	9,184	45,22	1596,469
15	0,555	0,0771	9,84	48,45	1715,096
16	0,592	0,08224	10,496	51,68	1833,445
17	0,629	0,08738	11,152	54,91	1951,566
18	0,666	0,09252	11,808	58,14	2069,497
19	0,703	0,09766	12,464	61,37	2187,268
20	0,74	0,1028	13,12	64,6	2304,902
21	0,777	0,10794	13,776	67,83	2422,420
22	0,814	0,11308	14,432	71,06	2539,837
23	0,851	0,11822	15,088	74,29	2657,167
24	0,888	0,12336	15,744	77,52	2774,419
25	0,925	0,1285	16,4	80,75	2891,605

Таблица 9.6 – Сопротивление элементов на ν -гармониках в схеме замещения

ν	X_1	$1/X_{нагр}$	$1/X_{\phi\Sigma}$	$1/X_1$
1	2	4	5	6

2	1,39628	0,154799	0	0,716189
3	2,09442	0,103199	0,005154	0,477459
4	2,79256	0,077399	0,002863	0,358094

окончание таблицы 9.6

v	X1	1/X _{нагр}	1/X _{фΣ}	1/X1
5	3,4907	0,06192	0,002045	0,286475
6	4,18884	0,0516	0,001611	0,23873
7	4,88698	0,044228	0,001336	0,204625
8	5,58512	0,0387	0,001145	0,179047
9	6,28326	0,0344	0,001004	0,159153
10	6,9814	0,03096	0,000895	0,143238
11	7,67954	0,028145	0,000808	0,130216
12	8,37768	0,0258	0,000736	0,119365
13	9,07582	0,023815	0,000677	0,110183
14	9,77396	0,022114	0,000626	0,102313
15	10,4721	0,02064	0,000583	0,095492
16	11,17024	0,01935	0,000545	0,089524
17	11,86838	0,018212	0,000512	0,084257
18	12,56652	0,0172	0,000483	0,079577
19	13,26466	0,016295	0,000457	0,075388
20	13,9628	0,01548	0,000434	0,071619
21	14,66094	0,014743	0,000413	0,068208
22	15,35908	0,014073	0,000394	0,065108
23	16,05722	0,013461	0,000376	0,062277
24	16,75536	0,0129	0,00036	0,059682
25	17,4535	0,012384	0,000346	0,057295

Таблица 9.7 – Расчет напряжений и коэффициентов гармонических составляющих

v	I(v)ДСП	Хэ.с.ш.1	U(v)с.ш.1	kУс.ш.1, %	kУнорм, %	U(v).110t	kУс.ш.110t, %	kУнорм, %
1	2	3	4	5	6	10	11	12
2	16,05652	0	0	0	3,0	0	0	0,5
3	16,05652	1,14812	18,43484	0,31930	6,0	1,11273	0,01927	1,5
4	5,78035	1,70703	9,86723	0,17091	1,5	0,59559	0,01032	0,3
5	5,78035	2,28124	13,18638	0,22839	8,0	0,79594	0,01379	1,5
6	2,94916	2,85355	8,41557	0,14576	1,0	0,50797	0,00880	0,2
7	2,94916	3,42536	10,10193	0,17497	7,0	0,60976	0,01056	1,0
8	1,78406	3,99696	7,13082	0,12351	1,0	0,43042	0,00746	0,2
9	1,78406	4,56846	8,15039	0,14117	2,5	0,49196	0,00852	0,4
10	1,19429	5,13989	6,13850	0,10632	1,0	0,37052	0,00642	0,2
11	1,19429	5,71127	6,82090	0,11814	5,0	0,41171	0,00713	1,0
12	0,85508	6,28263	5,37216	0,09305	1,0	0,32427	0,00562	0,2
13	0,85508	6,85397	5,86070	0,10151	4,5	0,35375	0,00613	0,7
14	0,64226	7,42529	4,76897	0,08260	1,0	0,28786	0,00499	0,2
15	0,64226	7,99660	5,13590	0,08896	2,0	0,31001	0,00537	0,2
16	0,50003	8,56790	4,28421	0,07420	1,0	0,25860	0,00448	0,2
17	0,50003	9,13919	4,56987	0,07915	4,0	0,27584	0,00478	0,5
18	0,40030	9,71048	3,88711	0,06733	1,0	0,23463	0,00406	0,2
19	0,40030	10,28176	4,11580	0,07129	4,0	0,24843	0,00430	0,4
20	0,32768	10,85304	3,55637	0,06160	1,0	0,21466	0,00372	0,2
21	0,32768	11,42431	3,74357	0,06484	1,75	0,22596	0,00391	0,2

окончание таблицы 9.7

v	I(v)ДСП	Хэ.с.ш.1	U(v)с.ш.1	kУс.ш.1, %	kУнорм, %	U(v).110t	kУс.ш.110t, %	kУнорм, %
1	2	3	4	5	6	10	11	12
22	0,27317	11,99559	3,27687	0,05676	1,0	0,19779	0,00343	0,2
23	0,27317	12,56685	3,43293	0,05946	3,5	0,20721	0,00359	0,4
24	0,23121	13,13812	3,03772	0,05261	1,0	0,18336	0,00318	0,2
25	0,23121	13,70939	3,16980	0,05490	3,5	0,19133	0,00331	0,4
Суммарные коэффициенты:				0,60859	10,0		0,03673	2,0

В результате подключения ФКУ показатели качества ЭЭ улучшены.

Вывод по разделу ВКР: Произведен расчет показателей качества ЭЭ и способы их улучшения.

10 ТЕХНИКОЭКОНОМИЧЕСКОЕ СРАВНЕНИЕ ВАРИАНТОВ СХЕМ ВНУТРИЗАВОДСКОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ С УСТАНОВКОЙ НА ГПП РАЗЛИЧНЫХ ТИПОВ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Для сравнение вариантов рассмотрим два варианта построения схем питания сборных шин 10 кВ ГПП с применением трансформаторов – типа ТДН (двухобмоточного), а также трансформатора типа ТРДН (двухобмоточного с расщепленной обмоткой). Электрические схемы вариантов представлены на плакате в графической части ВКР.

10.1 Вариант схемы с трансформатором ТДН-16000-110/10

В первом варианте схемы сборные шины состоят из двух секций. На каждую из секций подключаются электроприемники имеющие спокойную нагрузку (СД пуск которых осуществляется через УПП, индукционные печи промышленной частоты, трансформаторные подстанции 10/0,4 кВ и ДСП).

Для улучшения показателей качества электрической энергии в разделе 9 ВКР принято решение об установке фильтро-компенсирующих устройств ФКУ-3-10-600. Мощность конденсаторной батареи фильтров составляет 600 кВАр.

Для оценки величины мощности СТАТКОМ (статического тиристорного компенсатора)

Номинальная мощность реактора входящего в состав СТАТКОМ определяется по формуле [42]:

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.156 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		113

$$Q_p = S_{п.т} - \frac{dU_{т.доп} \cdot S_{кз}}{100}, \quad (10.1)$$

где $S_{п.т}$ – полная мощность печного трансформатора, кВА;
 N – число ДСП, подключенных к СШ1, $N = 2$;
 $dU_{т.доп}$ – допустимое значение колебания напряжения, $dU_{т.доп} = 1\%$;
 $S_{кз}$ – мощность КЗ в точке подключения, ВА.

Подставив значения в формулу (10.1) получим:

$$Q_p = \frac{2000 \cdot 10^3}{0,8} - \frac{1 \cdot 161,39 \cdot 10^6}{100} = 886,1 \text{ кВАр}$$

Согласно онлайн каталога [43] подбираем модули СТАТКОМ мощностью по 1 МВАр, так как полученная величина по формуле 10.1 близка к значению номинальной мощности СТАТКОМ модуля.

Используя формулы 4.23-4.25 из раздела 4 ВКР оценим стоимость вложений в первый вариант схемы. При этом общие ежегодные отчисления от капитальных вложений для силового оборудования:

$$E = 0,12 + 0,063 + 0,03 = 0,213$$

При расчете укрупненных нормативов, учитываем затраты на следующие элементы:

- Силовой двухобмоточный трансформатор 16 МВА – 2 шт.
- Ячейки КРУ вводных и секционного выключателя сборных шин 10 кВ – 3 шт.
- Ячейки КРУ выключателей 10 кВ (подключение модулей СТАТКОМ и ФКУ-10) – 4 шт.
- Ячейка ТН (трансформатора напряжения) 10 кВ – 2 шт.
- Ячейка СТАТКОМ модуля – 2 шт.
- Ячейка ФКУ-10 – 2 шт.

При оценки стоимости ячейки ФКУ следует учесть измеритель, который составляет 1 МВАр. Так как мощность ФКУ-10 при расчетах составила 600 кВАр (0,6 МВАр), то при оценки показателя следует норматив цены умножать на величину мощности конденсаторной батареи в МВАр. Далее производим расчет капиталовложений в схему первого варианта таблично:

При оценке капиталовложений в каждый вариант учтем также потери в трансформаторе ГПП и компенсирующих устройствах выбранных ранее (потери для трансформатора ГПП в 1 варианте схемы рассчитаны в разделе 4 ВКР, далее приведем их):

$$\Delta P_T = 2 \cdot (12 + 0,47^2 \cdot 83) = 60,83 \text{ кВт};$$

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.156 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		114

$$\Delta W_{T110} = 2 \cdot (12 \cdot 8760 + 0,47^2 \cdot 83 \cdot 2487,84) = 301871,37 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год};$$

$$\Delta W_{\text{KV}} = \Delta P_{\text{KV}} \cdot S_{\text{KV}} \cdot T_{\text{F}}, \quad (10.2)$$

- потери ЭЭ в СТАТКОМАХ:

$$\Delta W_{\text{CTK}} = 2 \cdot (0,006 \cdot 1000 \cdot 8760) = 105120 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год}$$

$$\Delta W_{\Phi KY} = 2 \cdot (0,003 \cdot 600 \cdot 8760) = 31536 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год}$$
$$\Delta W_{\text{ЭЭ}}^{\text{I}} = \Delta W_{\text{Т110}} + \Delta W_{\text{СТК}} + \Delta W_{\text{ФКУ}} = 301871,37 + 105120 + 31536 = 438527,37 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год}$$

Определим стоимость потерь варианта схемы 2:

$$C_{II}^{II} = \Delta W_{23}^{II} \cdot C_0 = 438527,37 \cdot 5,9379 = 2603931,67 \text{ руб.}$$

Далее таблично производим расчет затрат на схему

Таблица 10.1 – Расчет капиталовложений в вариант 1

[illegible]

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.156 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		115

A1-06	2,00	1,20	1,151	302000,00	834244,80	0,21	175191,41
5 Ячейка СТАТКОМ (по Таблице Р5 УНЦ КРМ 6-35 кВ)							
P5-03	2,00	1,20	1,151	3336000,00	9215366,40	0,21	1935226,94
6 Ячейка ФКУ-10 (по Таблице Р5 УНЦ КРМ 6-35 кВ)							
P5-03	2,00	1,20	1,151	386000,00	639771,84	0,21	134352,09
ИТОГО по варианту схемы:					123904965,84		26359689,57

10.2 Вариант схемы с трансформатором ТРДН-25000-110/10

Во втором варианте схеме разделим нагрузку между секциями сборных шин 10 кВ.

Причем на секциях сборных шин 1 и 3 установим печи ДСП и индукционные печи. А на секции 2 и 4 подключим спокойную нагрузку.

Проверим трансформатор ТРДН-25000 на стойкость к ударным толчкам тока от ДСП, определим величину тока на одну расщепленную обмотку используя формулы из раздела 3.2 ВКР:

$$I_{об.тр.} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 10} = 722,54 \text{ А}$$

Проверим возможность пропускания низковольтной нагрузки через одну из вторичных обмоток трансформатора без ограничения, то есть проверить выполнение условия:

$$K_{з.т.доп.норм} \cdot \frac{S_{т.ном}}{2} \geq K_{ом} \cdot \sum_{i=1}^m P_{р.нвi} + P_{р.осв} \quad (10.2)$$

Величины $P_{р.нвi}$ и $P_{р.осв}$ берем из раздела 3.1 ВКР.

$$0,7 \cdot \frac{25000}{2} \geq 0,9 \cdot 6084,30 + 545,01$$

$$8750 \geq 6020,88$$

Условие выполняется.

Учтем что печи ДСП подключены к одной ветви трансформатора ГПП, а спокойная нагрузка к другой. Величина пикового тока из раздела 3.2 ВКР:

$$I_{пик} = 1013,21 \text{ А}$$

$$\frac{1013,21}{722,54} = 1,40 < 2.0$$

В специальной литературе по электротехнологии, а также в учебнике [45, с.125] отмечено то, что максимальные значения токов эксплуатационных коротких замыканий, возникают редко. Поэтому частоту

появления максимальных пиковых токов в течении суток можно принять равным в пределах от 3-х до 40-а . Тогда допустимую кратность пиковых токов можно взять равным 2-м.:

Далее составляем схему замещения представленную на рисунке 10.1 для определения величины тока КЗ на сборных шинах 10 кВ, учитываем что трансформатор имеет расщепленную обмотку, определим величины сопротивлений схемы замещения.

Сопротивление обмоток трансформатора ГПП:

$$X_{BT} = 0,125 \cdot \frac{U_K}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{НОМ ГПП}} = 0,125 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 0,525 \text{ о. е}$$

$$X_{HT} = 1,75 \cdot \frac{U_K}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{НОМ ГПП}} = 1,75 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 7,35 \text{ о. е}$$

Величина сопротивления до точки КЗ от системы:

$$X_{сумм} = 0,37 + 0,47 + 0,525 + 7,35 = 8,72 \text{ о. е.}$$

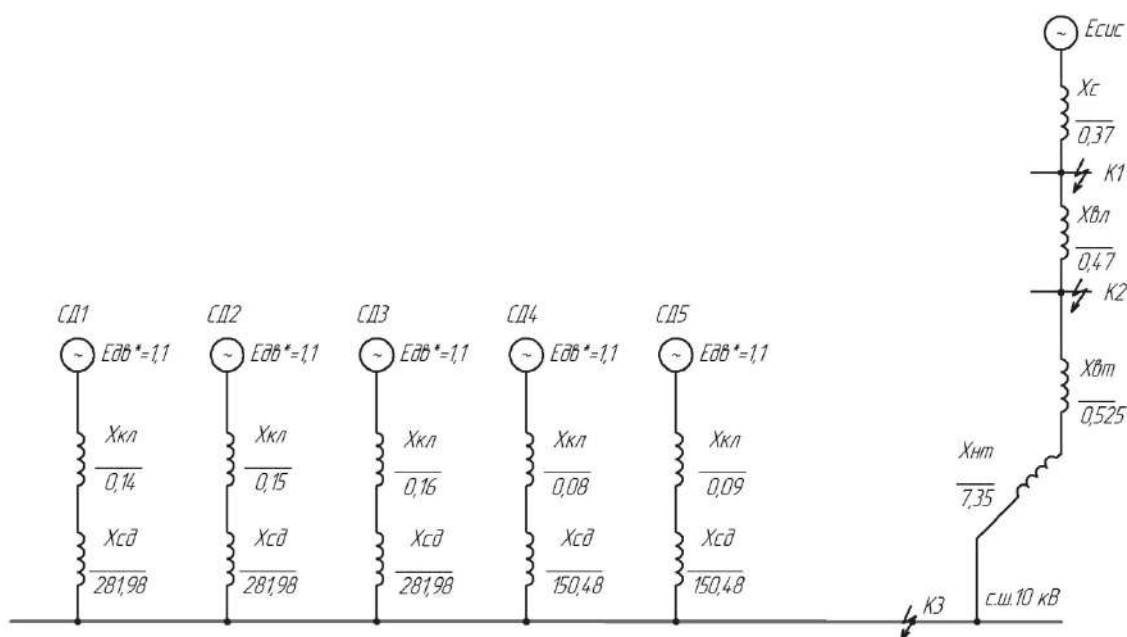


Рисунок 10.1 – Схема замещения для определения тока КЗ

Далее используем полученные ранее величины из раздела 6 ВКР. Так величина базисного тока:

$$I_6 = 55,05 \text{ кА}$$

Определим величину тока полпитки КЗ от энергосистемы:

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.156 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		117

$$I_{K3\text{сис}} = \frac{E_{\text{сис}}}{X_{\text{сис}}} \cdot I_6 = \frac{1,00}{8,72} \cdot 55,05 = 6,31 \text{ кА}$$

Величины тока подпитки КЗ от ветвей содержащих СД:

От двигателей 630 кВт:

$$I_{\text{сд1}} = 0,64 \text{ кА}$$

От двигателей 1250 кВт:

$$I_{\text{сд2}} = 0,80 \text{ кА}$$

Ток КЗ в точке КЗ:

$$I_{K3 \text{ п } |0|}^{(3)} = 6,31 + 0,64 + 0,80 = 7,75 \text{ кА}$$

Апериодическая составляющая тока КЗ в точке КЗ:

$$\begin{aligned} i_{a K3} &= \sqrt{2} \cdot 6,31 \cdot e^{-\frac{0,01}{0,05}} + \sqrt{2} \cdot 0,64 \cdot e^{-\frac{0,01}{0,032}} + \sqrt{2} \cdot 0,80 \cdot e^{-\frac{0,01}{0,032}} \\ &= 7,29 + 0,66 + 0,83 = 8,78 \text{ кА} \end{aligned}$$

Ударный ток КЗ:

$$i_{y K3} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{K3 \text{ п } |0|}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 7,75 = 19,67 \text{ кА}$$

Мощность короткого замыкания:

$$S_{K3}^3 = \sqrt{3} \cdot U_{\text{ср}} \cdot I_{K3 \text{ п } 0} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 7,75 = 140,78 \text{ МВА}$$

Ток через трансформатор ГПП в утяжеленном режиме:

$$I_{\text{тр.утяж.}} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2023,12 \text{ А}$$

Произведем выбор вводных и секционного выключателя в таблице 10.2:

Таблица 10.2 – Выбор выключателей 10 кВ ГПП 110/10 вводных ВВУ-СЭЩ

Условия выбора	Расчетные параметры цепи	Каталожные данные аппарата
$U_c \leq U_n$	10 кВ	10 кВ
$I_{\text{раб.утяж}} \leq I_n$	2023,15 А	2500 А
$I_{\text{п0}} \leq I_{\text{отк}}$	7,75 кА	31,5 кА

$i_{уд} \leq i_{дин.макс}$	19,67 кА	81 кА
$B_k = I_{п0}^2 \cdot (t_z + t_c + T_a) \leq$ $\leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = B_{к.доп}$	154,28 кА ² · с	4800 кА ² · с

Далее проведем расчет для определения мощности высоковольтных БСК для рассматриваемого варианта схемы:

$$K_{з.ном} = \frac{S_{р.п.(110)}}{n \cdot S_{ном.т}} = \frac{15073,25}{2 \cdot 25000} = 0,30$$

$$\Delta P_T = 2 \cdot (19 + 0,30^2 \cdot 120) = 59,6 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_T = \frac{2 \cdot 25000}{100} \cdot (0,23 + 0,30^2 \cdot 10,5) = 587,5 \text{ кВАр}.$$

Мощность энергосистемы приходящая на один трансформатор ГПП:

$$Q_{эс} = 2961,72 \text{ кВАр};$$

Определим оптимальную мощность БК 10 кВ по выражению 8.20 из 8 раздела ВКР, составим

- Для СШ 1 и 3 определим мощность БК:

$$Q_{0(1)} = \frac{Q_{\Delta T.гпп}}{2} + \frac{\sum_{i=1}^m Q_{ВВ}}{2} - \frac{Q_{эс1}}{2}$$

$$Q_{0(1)} = 293,75 + 1125 + 345,15 - \frac{2961,72}{2} = 1763,9 - 1480,6 = 283,3 \text{ кВАр}$$

К 1-й и 3-й секциям шин батареи конденсаторов подключать не нужно. Потребную на этих шинах реактивную мощность получим из энергосистемы

- Для СШ 2 и 4 определим мощность БК:

$$Q_{0(2)} = \frac{\sum_{i=1}^n (Q_{1.i} + \Delta Q_{Ti})}{2} + \frac{\sum_{i=1}^K Q_{куi}}{2} + \frac{Q_{\Delta T.гпп}}{2} - \frac{Q_c}{2} - \frac{Q_{сд}}{2} - \frac{Q_{эс1}}{2}$$

$$Q_{0(2)} = 2141,55 + 534,72 + 293,75 - 510 - 287,5 - \frac{2961,72}{2}$$

$$= 2970,02 - 2278,36 = 691,66 \text{ кВАр}$$

$$Q_{0(2)} = 600 \text{ кВАр}$$

При расчете укрупненных нормативов, учитываем затраты на следующие элементы:

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.156 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		119

- Силовой двухобмоточный трансформатор с расщепленной обмоткой 25 МВА – 2 шт.

- Ячейки КРУ вводных и секционного выключателя сборных шин 10 кВ – 6 шт.

- Ячейки КРУ выключателей 10 кВ (подключение БСК 10 кВ) – 4 шт.

- Ячейка ТН (трансформатора напряжения) 10 кВ – 4 шт.

- Ячейка БСК 600 кВАр – 2 шт.

Потери в трансформаторах ГПП:

$$\Delta W_{T110} = 2 \cdot (19 \cdot 8760 + 0,30^2 \cdot 120 \cdot 2487,84) = 386617,34 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год};$$

Определим потери электроэнергии в выбранных КУ:

$$\Delta W_{БСК} = 2 \cdot (0,003 \cdot 600 \cdot 8760) = 31536 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год}$$

$$\Delta W_{\Sigma}^{\text{II}} = \Delta W_{T110} + \Delta W_{БСК} = 386617,34 + 31536 = 418153,34 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год}$$

Определим стоимость потерь варианта схемы 2:

$$C_{\text{п}}^{\text{II}} = \Delta W_{\Sigma}^{\text{II}} \cdot C_0 = 418153,34 \cdot 5,9379 = 2482952,72 \text{ руб.}$$

Далее определим таблично суммарные капиталовложения в вариант 2:

Таблица 10.3 – Расчет капиталовложений в вариант 2

№ Расценки УНЦ	Кол- во, шт	НДС	Кдефл	УНЦ, Руб.	К, Руб.	Е	К*Е, Руб.
1	2	3	4	5	6	7	8
1 Силовой трансформатор 110/10 (32МВА)							
T4-07-1..6	2,00	1,20	1,151	56291000,00	155498258,40	0,21	33121129,04
ИТОГО:					155498258,40		33121129,04
2 Ячейки вводных и секционного выключателя 10 кВ							
B3-03-1...5	6,00	1,20	1,151	1955000,00	16201476,00	0,21	3450914,39
ИТОГО:					16201476,00		3450914,39
3 Ячейки выключателей (подключение БСК 10 кВ)							
B3-01-1...5	4,00	1,20	1,151	1188000,00	6563462,40	0,21	1398017,49
ИТОГО:					6563462,40		1398017,49
4 Ячейки ТН на сборных шинах 10 кВ							
A1-06	4,00	1,20	1,151	302000,00	1668489,60	0,21	350382,82
5 Ячейка БСК 300 кВАр (по Таблице Р5 УНЦ КРМ 6-35 кВ)							
P5-01	2,00	1,20	1,151	386000,00	319885,92	0,21	67176,04
6 Ячейка БСК 600 кВАр (по Таблице Р5 УНЦ КРМ 6-35 кВ)							
P5-01	2,00	1,20	1,151	386000,00	639771,84	0,21	134352,09
ИТОГО по варианту схемы:					180891344,16		38521971,86

Вывод по разделу ВКР: Рассмотрен вопрос организации схем внутризаводского электроснабжения с различными типами трансформаторов ГПП.

11 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА

Величина токов КЗ из раздела 6 ВКР

Таблица 11.1 – Полученные расчетные токи и мощности КЗ

Расчетная точка	Среднее напряжение расчетной точки	Расчетные величины		
		Ип, кА	Iy, кА	Skз, МВА
K1	115	13,57	32,91	2700
K2	115	5,98	15,18	1189,92
K3	10,5	8,88	22,55	161,39
K4	0,4	12,06	27,21	8,35

Согласно ПУЭ для синхронных электродвигателей напряжением выше 1000В предусматриваются следующие защиты:

- защита от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ);
- защита минимального напряжения;
- защита от асинхронного режима.
- токовая отсечка без выдержки времени от многофазных КЗ на выводах и обмотки статора;
- защита от токов перегрузки, вызванными технологическими причинами и затянувшимся пуском или самозапуском;

11.1.1 Защита от междуфазных замыканий

Номинальный ток двигателя определяется по каталожным данным или по формуле

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.156 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		121

$$I_{д.ном} = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos\varphi}, \quad (11.1)$$

где $I_{д.ном}$ – номинальный ток электродвигателя, А;
 $P_{ном}$ – номинальная мощность электродвигателя, кВт;
 $U_{ном}$ – номинальное напряжение сети, кВ;
 $\cos\varphi$ – коэффициент активной мощности.

$$I_{д.ном} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,95} = 38,33 \text{ А.}$$

Выбирается трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-10. Номинальный ток на первичной стороне $I_{ном.1}=50$, номинальный ток на вторичной стороне $I_{ном.2} = 5$ А. Коэффициент трансформации:

$$n_T = \frac{I_{1ном}}{I_{2ном}} = \frac{50}{5} = 10. \quad (11.2)$$

Схема включения – для двигателей мощностью менее 2 МВт применяется токовая отсечка с реле, включенном на разность токов двух фаз, поэтому $K_{сх} = \sqrt{3}$.

Ток срабатывания токовой отсечки отстраивается от пускового тока.

$$I_{с.з} = K_n \cdot I_{пуск} = K_n \cdot I_{ном.дв} \cdot K_{пуск}, \quad (11.3)$$

где $K_n = 1,4$ – коэффициент надежности;
 $K_{пуск} = 6$ – кратность пускового тока.

$$I_{с.з} = 1,4 \cdot 38,5 \cdot 6 = 232,4 \text{ А.}$$

Определяется коэффициент чувствительности защиты при двухфазном КЗ на шинах 10 кВ.

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ.}}^{(2)10\text{кВ}}}{I_{с.з}} > 2, \quad (11.4)$$

$$I_{\text{КЗ.мин}}^{(2)10\text{кВ}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{КЗ.}}^{(3)10\text{кВ}}, \quad (11.5)$$

$$I_{\text{КЗ.мин}}^{(2)10\text{кВ}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 8,88 = 7,68 \text{ кА,}$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{7680}{232,4} = 33,04 > 2.$$

Определяется ток срабатывания реле

$$I_{c.p.} = \frac{K_c \cdot I_{c.з.}}{n_T}, \quad (11.6)$$

$$I_{c.p.} = \frac{\sqrt{3} \cdot 232,4}{10} = 40,21 \text{ A}.$$

Принимаем к установке реле типа РСТ 11-29 с $I_{cp} = (15 - 60)A$.

Определим сумму уставок:

$$\Sigma Q = \frac{I_{c.p.}}{I_{min}} - 1. \quad (11.7)$$

$$\Sigma Q = \frac{40,21}{15} - 1 = 1,68.$$

Выбираются уставки кратные 0,2, следовательно $\Sigma Q = 1,6$

$$I_{уст} = I_{min} \cdot (\Sigma Q + 1), \quad (11.8)$$

$$I_{уст} = 15 \cdot (1,6 + 1) = 39 \text{ A}.$$

Ток уставки реле $I_{уст}=39 \text{ A}$

Уточняется ток срабатывания защиты

$$I_{сз} = I_{уст} \cdot n_T, \quad (11.9)$$

$$I_{сз} = 39 \cdot 10 = 390 \text{ A}.$$

11.1.2 Защита минимального напряжения

Защита минимального напряжения устанавливается одна на секцию сборных шин, в качестве измерительного органа имеет трансформатор напряжения.

Для выполнения защиты будем использовать реле РСН 16, которое имеет коэффициент возврата $k_v = 1,1$.

Выбираем трансформатор напряжения типа НАЛИ-СЭЦ-10 согласно:

$$U_{1ном} = 10 \text{ кВ}$$

$$U_{2ном} = 100 \text{ В}$$

Коэффициент трансформации:

$$k_U = \frac{U_{1ном}}{U_{2ном}} = \frac{10000}{100} = 100$$

Напряжение срабатывания 1-ой ступени:

$$U_{сз}^I = \frac{U_{min.пaб}}{k_{отс} \cdot k_B} = \frac{0,7 \cdot 10000}{1,1 \cdot 0,9} = 7070,7 \text{ В}$$

Для определения коэффициента чувствительности необходимо знать минимальное остаточное напряжение на шинах при металлическом КЗ в конце зоны защищаемого объекта. Поскольку мы не можем найти значение этого напряжения, то коэффициент чувствительности не рассчитывается.

Напряжение срабатывания реле:

$$U_{ср} = \frac{U_{сз}}{k_U} = \frac{7070,7}{100} = 70,7 \text{ В}$$

Принимаем к установке реле РН 54/160, у которого напряжение срабатывания находится в пределах $U_{ср} = 40 - 80 \text{ В}$

$$U_{уст} = (1 + \Sigma\theta) \cdot U_{min}$$

$$\Sigma\theta = \frac{U_{ср}}{U_{min}} - 1 = \frac{70,7}{40} - 1 = 0,76 \text{ В}$$

Принимаем $\Sigma\theta = 0,8$

$$U_{уст} = (1 + 0,8) \cdot 40 = 72 \text{ В}$$

Время срабатывания 1-ой ступени обеспечивается реле РВ с временем 0,5 с.

Напряжение срабатывания 2-ой ступени:

$$U_{сз}^{II} = \frac{U_{min.пaб}}{k_{отс} \cdot k_B} = \frac{0,5 \cdot 10000}{1,1 \cdot 0,9} = 5050,5$$

Для определения коэффициента чувствительности необходимо знать минимальное остаточное напряжение на шинах при металлическом КЗ в конце зоны защищаемого объекта. Поскольку мы не можем найти значение этого напряжения, то коэффициент чувствительности не рассчитывается.

Напряжение срабатывания реле:

$$U_{ср} = \frac{U_{сз}}{k_U} = \frac{5050,5}{100} = 50,5 \text{ В}$$

$$U_{уст} = (1 + \Sigma\theta) \cdot U_{min}$$

$$\Sigma\theta = \frac{U_{cp}}{U_{min}} - 1 = \frac{50,5}{40} - 1 = 0,26 \text{ В}$$

Принимаем $\Sigma\theta = 0,2$

$$U_{уст} = (1 + 0,2) \cdot 40 = 48 \text{ В}$$

Время срабатывания 2-ой ступени обеспечивается реле РВ с временем 1,0 с.

11.1.3 Защита от асинхронного режима

Защита синхронных электродвигателей от асинхронного режима осуществляется с помощью реле, реагирующего на увеличение тока в обмотке статора и выполняется часто при помощи токового реле с зависимой

характеристикой, которое одновременно используется для защиты от перегруза. Для СД с отношением короткого замыкания меньшим 1 применяется также совмещенная защита с независимой от тока выдержкой времени и током срабатывания

Выдержка времени защиты выбирается из условия отстройки от времени пуска и принимается равной 8–10 с.

11.1.4 Защита от замыканий на землю

Защита электродвигателей мощностью до 2 МВт от однофазных замыканий должна предусматриваться при величине емкостного тока 10 А и более. На двигателях более 2 МВт такая защита должна устанавливаться при токе 5 А и более. Ток замыкания на землю складывается из емкостного тока двигателя и емкостного тока кабельной линии.

Определим величину емкостного тока в одно фазе электродвигателя:

$$C_{дв} \approx \frac{40 \cdot \sqrt[4]{(S_{д.ном} \cdot 10^{-6})^3}}{3 \cdot (U_{л.ном} + 3600) \cdot \sqrt[4]{n_{д.ном}}}$$

где $S_{д.ном}$ — номинальная полная мощность электродвигателя, МВА
 $U_{л.ном}$ — номинальное линейное напряжение сети, В
 $n_{д.ном}$ — номинальные обороты ротора СД., об/мин

На распределительном пункте установлены синхронные электродвигатели серии СТД-630 с номинальным напряжением сети 10 кВ (линейное) у данных электродвигателей следующие паспортные данные:

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.156 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		125

$$n_{д.ном} = 3000 \text{ об/мин}$$

$$\cos\varphi_{д.ном} = 0,95$$

$$S_{д.ном} = \frac{P_{д.ном}}{\cos\varphi_{д.ном}} = \frac{0,630}{0,95} = 0,663 \text{ МВА}$$

$$C_{дв} \approx \frac{40 \cdot \sqrt[4]{(0,663 \cdot 10^{-6})^3}}{3 \cdot (10000 + 3600) \cdot \sqrt[4]{3000}} = \frac{0,000928}{3 \cdot 13600 \cdot 14,42} = 0,0016 \cdot 10^{-6} \text{ Ф}$$

Емкостный ток фазы электродвигателя определяется по формуле:

$$I_{с.дв} = \frac{U_{ном.д} \cdot C_{дв} \cdot \omega}{\sqrt{3}}$$

где, ω — угловая частота сети;

$U_{ном.д}$ — номинальное напряжение сети, кВ

$C_{дв}$ — емкость одной фазы двигателя СТД, Ф

$$I_{с.дв} = \frac{10 \cdot 10^3 \cdot 0,0016 \cdot 10^{-6} \cdot 314}{\sqrt{3}} = 0,0031 \text{ А}$$

Емкостный ток кабельной линии, соединяющий двигатель с шинами РП1:

$$I_{с.кл} = I_{с0кл} \cdot l_{л7}$$

где, $I_{с0кл}$ — удельный емкостный ток кабеля, определяем по таблице П10, А/км для кабеля с поясной изоляцией сечением 35 мм²;

$l_{лсд2.1}$ — длина кабельной линии, км

$$I_{с.кл} = 0,69 \cdot 0,075 = 0,052 \text{ А}$$

Суммарный ток замыкания на землю:

$$I_{\Sigma с} = I_{с.дв} + I_{с.кл} = 0,0031 + 0,052 = 0,055 \text{ А}$$

Защита от однофазных замыкания может не устанавливаться величина емкостного тока не превышает 10 А.

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.156 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		126

11.1.5 Защита от перегруза

Для защиты двигателя от перегруза принимается максимальная токовая защита с выдержкой времени с использованием токового реле.

Номинальный ток двигателя $I_{д.ном} = 38,5\text{А}$, рассчитывали в пункте 10.1.1.

Выбирается трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-10. Номинальный ток на первичной стороне $I_{ном.1}=50$, номинальный ток на вторичной стороне $I_{ном.2} = 5\text{ А}$. Коэффициент трансформации

$$n_T = \frac{I_{1ном}}{I_{2ном}} = \frac{50}{5} = 10. \quad (x.10)$$

Выбираем схему включения реле на фазные токи $K_{сх}=1$.
Определяется ток срабатывания защиты

$$I_{сз} = \frac{K_{отс.}}{K_B} \cdot I_{д.ном} \cdot$$
$$I_{сз} = \frac{1,1}{0,9} \cdot 38,5 = 47,1\text{ А}, \quad (x.11)$$

где $K_{отс} = 1,1$ – коэффициент отстройки;

$K_B = 0,9$ – коэффициент возврата реле.

Ток срабатывания реле

$$I_{с.р.} = \frac{K_{сх}}{n_T} \cdot I_{сз}, \quad (11.10)$$
$$I_{с.р.} = \frac{1}{10} \cdot 47,1 = 4,71\text{ А}.$$

Выбираю к установке реле РСТ 11-09 с $I_{ср} = (1,5 - 6,0)\text{ А}$.

Определим сумму уставок и ток уставки:

$$\Sigma Q = \frac{4,71}{1,5} - 1 = 2,14\text{ А}.$$

Выбираются уставки кратные 0,2, следовательно $\Sigma Q = 2,2\text{ А}$.

$$I_{уст} = (1 + 2,2) \cdot 1,5 = 4,8\text{ А}.$$

Ток уставки реле $I_{уст}= 4,8\text{ А}$

Уточняем ток срабатывания защиты:

$$I_{сз} = 4,8 \cdot 10 = 48\text{ А}.$$

Время срабатывания защиты отстраивается от времени пуска

$$t_{сз} = K_{отс} \cdot t_{пуск} \quad (11.11)$$

где $t_{пуск}$ – время самозапуска двигателя.

$$t_{сз} = 1,1 \cdot 7,3 = 8 \text{ с.}$$

Выдержку времени осуществляем с помощью реле РВ, с выдержкой времени (путем отстройки от времени пуска двигателя):

Принимаем $t_{сз}^Д = 8 \text{ с}$, [21].

1.2 Расчет защиты выключателя Q1 на низкой стороне трансформатора силового Т1

- МТЗ с выдержкой времени

Для выбора трансформатора тока требуется определить максимальный рабочий ток.

$$I_{\max.p} = I_{п/ав} = \frac{K_{з.т.п/ав} \cdot S_{т.гпп.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (11.12)$$

$$I_{\max.p} = I_{п/ав} = \frac{1,4 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1294,79 \text{ А.}$$

Выбираем трансформаторы тока:

Выбираю ТОЛ-СЭЩ-10. Номинальный ток на первичной стороне $I_{ном.1}=1500$, номинальный ток на вторичной стороне $I_{ном.2} = 5 \text{ А}$, тогда коэффициент трансформации:

$$n_T = \frac{I_{1ном}}{I_{2ном}} = \frac{1500}{5} = 300. \quad (11.13)$$

Схема включения трансформатора тока и реле – неполная звезда, коэффициент схемы $k_{сх} = 1$.

Ток срабатывания защиты:

$$I_{с.з.} = \frac{K_{отс.} \cdot K_з}{K_B} \cdot I_{\max.раб.}, \quad (11.14)$$

где $K_{отс} = 1,2$ – коэффициент отстройки;

$K_B = 0,9$ – коэффициент возврата;

$K_з = 1,2$ – коэффициент самозапуска электродвигателей.

$$I_{сз} = \frac{1,2 \cdot 1,2}{0,9} \cdot 1294,79 = 2071,66 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{ср} = \frac{k_{сх}}{n_T} \cdot I_{сз}, \quad (11.15)$$

$$I_{ср} = \frac{1}{300} \cdot 2071,66 = 6,90 \text{ А.}$$

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.156 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		128

Принимаем к установке реле РСТ 11/24, у которого ток срабатывания находится в пределах $I_{cp} = (5 - 20)A$.

Определим сумму уставок:

$$I_{уст} = (1 + \Sigma Q) \cdot I_{min}, \quad (11.16)$$

$$\Sigma Q = \frac{I_{cp}}{I_{min}} - 1, \quad (11.17)$$

$$\Sigma Q = \frac{6,90}{5} - 1 = 0,38 A.$$

Принимаем $\Sigma Q = 0,4$

$$I_{уст} = (1 + 0,4) \cdot 5 = 7 A.$$

$$I_{сз} = 7 \cdot 300 = 2100 A.$$

Коэффициент чувствительности при $I_{кз.10кВ}^{(3)}$ на выводах высокого напряжения:

$$K_{ч.осн} = \frac{I_{кз.10кВ}^{(2)}}{I_{сз}} > 2, \quad (11.18)$$

$$K_{ч.осн} = \frac{7680}{2071,66} = 3,71 > 2.$$

Условие выполняется.

Выдержка времени защиты принимается на ступень селективности больше максимальной выдержки времени защит отходящих присоединений, то есть выдержки времени МТЗ выключателя трансформаторной подстанции.

$$t_{сзQ1} = t_{сзQ21} + \Delta t + \Delta t = 0,1 + 0,5 + 0,5 = 1,1 c, \quad (11.19)$$

где Δt — ступень селективности статического реле (принимаем 0,5 с), с.

Для обеспечения рассчитанного времени срабатывания защиты выбираем реле времени РВ 01, пределы регулирования времени которого от 0,1 до 50 с.

Вывод по разделу ВКР: Произведен расчет релейных защит устанавливаемых на синхронном электродвигатели 630 кВт.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе были проведены расчеты электрических однофазных и трехфазных нагрузок по ремонтно-механическому цеху, низковольтной силовой нагрузки и высоковольтной по предприятию в целом, расчет осветительной и силовой высоковольтной нагрузки, а также расчет картограммы электрических нагрузок предприятия. По результатам расчетов были выбраны трансформаторы цеховых ТП, а также произведен выбор трансформаторов ГПП.

Было выбрано рационально напряжения схемы внутреннего электроснабжения, произведена её конструктивная проработка, рассчитаны кабельные линии. Кабельные линии обозначены на электрической схеме и на генплане завода.

Для выбора электрооборудования схемы внутреннего электроснабжения был произведен расчет токов КЗ с учетом подпитки места КЗ высоковольтными электродвигателями. На основании расчета токов КЗ было выбрано электрооборудование схемы внутреннего электроснабжения и уточнены сечения кабельных линий по условию термической стойкости к току КЗ.

Методом множителей Лагранжа были выбраны оптимальные с точки зрения их экономичности источники реактивной мощности, а также места их установки.

По величине емкостного тока выбраны характерные режимы нейтрали сетей 110, 10, 0,4 кВ.

Произведен расчет показателей качества ЭЭ и способы их улучшения.

Рассмотрен вопрос сравнения организации схем внутривозовского электроснабжения с разными типами трансформаторов ГПП.

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.156 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		130

Произведен расчет защит элементов сети.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Указания по расчету электрических нагрузок РТМ 36.18.32.4-92 ВНИПИ ТЯЖПРОМЭЛЕКТРОПРОЕКТ, Москва 1992

2 Справочные данные по расчетным коэффициентам электрических нагрузок (М788-1069) ВНИПИ Тяжпромэлектропроект им. Ф.Б. Якубовского»

3 Электроснабжение промышленных предприятий: задание к курсовому проекту/ Составители: Р.Г. Валеев и О.А. Петров. – Челябинск: Издательство ЮУрГУ, 2011. – Ч.4 – 52 с.

4 Справочник по электроснабжению промышленных предприятий. Промышленные электрические сети. 2-е изд., перераб. и доп./ Под общ.ред. А.А. Федорова и Г.В. Сербиновского. – М.: Энергия, 1980. – 576 с.

5 Справочник по проектированию электроснабжения/ Под.ред. Ю.Г. Барыбина и др. – М. Энергоатомиздат, 1990. – 576 с. – (Электроустановки промышленных предприятий/ Под общ. ред. Ю.Н. Тищенко и др.)

6 Справочная книга по светотехнике под ред. Ю.Б. Айзенберга. 3-е изд. перераб. и доп. М.: Знак. — 972 с: ил.

7 Системы электроснабжения. Задания к курсовому проекту: учебное пособие: /Г.С. Валеев, Р.Г. Валеев, А.М. Ершов. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2019.-Ч.1.-79с.

8 Электротехника: Учебное пособие для вузов. – В 3-х книгах. Книга III. Электропривод. Электроснабжение / Под редакцией П.А. Бутырина, Р.Х. Гафиятуллина, А.Л. Шестакова. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2005. – 639 с

9 ГОСТ 11677-85 Трансформаторы силовые. Общие технические условия

10 Каталог завода ОАО «МЭТЗ ИМ.В.И.КОЗЛОВА»<https://metz.by/ves-katalog/> - (Дата обращения 21.02.2021)

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.156 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		131

11 Приказ Министерства энергетики РФ от 23 июня 2015 г. N 380 "О Порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии

12 СТО 56947007-29.240.30.010-2008 ФСК ЕЭС Схемы принципиальные электрические распределительный устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения.

13 [https://transformator.com.ru/docs/%D0%9D%D0%9A_%D0%A2%D0%A2,%D0%9E%D0%9E%D0%9E_2019%20%D0%B3.pdf\(2151561%20v1\).pdf](https://transformator.com.ru/docs/%D0%9D%D0%9A_%D0%A2%D0%A2,%D0%9E%D0%9E%D0%9E_2019%20%D0%B3.pdf(2151561%20v1).pdf) - Номенклатурный каталог завода Тольяттинский трансформатор. (Дата обращения 21.02.2021)

14 Электротермическое оборудование. Справочник. Под общей редакцией А. П. Альтгаузена, М. Я. Смелянского и М. С. Шевцова, М., изд-во "Энергия", 1967. 448 с.

15 Правила устройства электроустановок: утв. Приказом Минэнерго России от 20 июня 2003 г. № 242 / М-во энергетики Российской Федерации. – 7-е изд. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2003. – 750 с.

16 Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования. Учеб. пособие для студ. высш. учеб. заведений / И.П. Крючков, Б.Н. Неклепаев, В.А. Старшинов и др.; под редакцией И.П. Крюčkова и В.А. Старшинова – М., Издательский Центр «Академия», 2005 -416 с.

17 <https://www.uetm.ru/katalog-produktsii/item/vgt-uetm-110/> Выключатели элегазовые серии ВГТ на 110 кВ/ Энергомаш (Екатеринбург) (Дата обращения 21.02.2021)

18 https://zeto.ru/download/7659/%D0%97%D0%AD%D0%A2%D0%9E_%D0%A0%D0%93_110-220_2017.pdf Каталог ЗЭТО. Разъединители серии РГ-110 (Дата обращения 22.02.2021)

19 https://zeto.ru/download/7668/%D0%97%D0%AD%D0%A2%D0%9E_%D0%A2%D0%9E%D0%93%D0%A4_110-220_2017.pdf Каталог ЗЭТО. Трансформаторы серии ТОГФ-110 (Дата обращения 22.02.2021)

20 <https://www.uetm.ru/katalog-produktsii/item/vgb-uetm-35/> - выключатели элегазовые серии ВГБЭ-35 кВ / Энергомаш (Екатеринбург) (Дата обращения 27.04.2021)

21 https://zeto.ru/download/1698/_35-220.pdf Каталог ЗЭТО. Разъединители РДЗ.2-35 (Дата обращения 27.04.2021)

22 Письмо 32028-ПК/Д03и Министерство экономического развития РФ

23 Приказ №10от 17.01.2019 Министерство Энергетики Российской Федерации.

24 <https://www.ruscable.ru/info/cable/> - Технический справочник по электрическим кабелям ОНЛАЙН. (Дата обращения 21.02.2021)

25 Технический циркуляр института Тяжпромэлектропроект № 334-77 от 8 июля 1977 г

26 НТП ЭПП-94 Нормы технологического проектирования. Проектирование электроснабжения промышленных предприятий. Акционерное

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.156 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		132

общество открытого типа ордена трудового красного знамени всероссийский научно-исследовательский, проектно-конструкторский институт

Тяжпромэлектропроект имени ф. б. Якубовского

27 Неклепаев Б.Н., Крючков И.П., Электрическая часть станций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб.пособие для вузов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. Энергоатомиздат. 1989. – 608 с.

28 Гайсаров Р.В., Лисовская И.Т. Выбор электрической аппаратуры, токоведущих частей и изоляторов: Учебное пособие к курсовому и дипломному проектированию. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2002. – 61 с.

29 <https://zeim.nt-rt.ru/images/showcase/tokoprovod.pdf> АБС ЗЭиМ Автоматизация. Каталог Комплектные токопроводы и шинопроводы (Дата обращения 21.02.2021)

30 <https://electroshield.nt-rt.ru/images/manuals/vvup7er.pdf> Руководство по эксплуатации. Вакуумный выключатель ВВУ-СЭЩ-10. м

31 <https://electroshield.nt-rt.ru/images/manuals/tol10m.pdf> - Техническая информация трансформаторы тока ТОЛ-СЭЩ-10. (Дата обращения 21.02.2021)

32 https://www.electroshield.ru/upload/iblock/05a/Katalog-KRU_SESHCH_70.pdf Каталог КРУ-СЭЩ 70 Комплектное распределительное устройство внутренней установки на напряжение 6(10); 20 кВ (Дата обращения 21.02.2021)

33 <https://www.elpribor.ru/catalog/> - Каталог цифровых приборов. ОАО «Электроприбор». (Дата обращения 21.02.2021)

34 https://www.electroshield.ru/upload/iblock/1c5/ORT.135.006-TI-NALI_SESHCH_6_10_TEKHNICHESKAYA-INFORMATSIYA.pdf Трансформаторы напряжения трехфазной антирезонансной группы НАЛИ – СЭЩ – 6(10) Техническая информация (справочная) ОРТ.135.006 ТИ (Дата обращения 21.02.2021)

35 Петров О.А. Компенсация реактивной мощности в системах электроснабжения промышленных предприятий: Учебное пособие для студентов-заочников. – Челябинск: ЧПИ, 1986. – 49 с.

36 <https://www.nwtechnic.ru/uploads/files/ukrm.pdf> -СевЗапТехника. Каталог продукции 2020 г. Каталог УКРМ 10 кВ. (Дата обращения 21.02.2021)

37 <http://i.bottelectro.ru/u/da/d159584f4111e788adc3c7ba78d2ee/-/katalog-ukrm-2017.pdf> Каталог УКРМ 0,4 кВ БоттЭлектро (Дата обращения 21.02.2021)

38 Жежеленко И.В., Саенко Ю.Л. Показатели качества электрической энергии и их контроль на промышленных предприятиях. – 3-е изд. Переаб. И доп. – М: Энергоатомиздат, 2000- 252., 74 ил.

39 ГОСТ Р 51317.2.4-2000 Совместимость технических средств электромагнитная. Электромагнитная обстановка. Уровни электромагнитной совместимости для низкочастотных кондуктивных помех в системах электроснабжения промышленных предприятий

40 ГОСТ 32144-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.156 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		133

- 41 https://slavenergo.ru/silovie_filter Каталог ФКУ-6(10) кВ
Электротехнического завода СлавЭнерго.
42. М.А. Дзюба Качество электрической энергии. Часть 1. Учебное пособие. — Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2017. — 102 с.
43. <http://energozapad.ru/statkom-staticheskij-generator-reaktivnoj-moschnosti-sgrm> Онлайн каталог ПТЭП Энергозапад.
44. https://portal.tpu.ru/SHARED/b/BATSEVAN/Uchebnaiarabota/AnnotationE/SIS/%D0%A0%D0%90%D0%A1%D0%A7%D0%95%D0%A2_%D0%A2%D0%95%D0%A5%D0%9D%D0%9E%D0%9B%D0%9E%D0%93%D0%98%D0%A7%D0%95%D0%A1%D0%9A%D0%98%D0%A5_%D0%9F%D0%9E%D0%A2%D0%95%D0%A0%D0%AC.pdf Методика определения технологических потерь. Томский политехнический университет.
45. Ермилов А.А. Основы электроснабжения промышленных предприятий. - М.: Энергрия, 1976.- 368 с