

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Заведующий кафедрой

Голощанов С.С. (Ф.И.О.)
20 г.

Электроснабжение радиозавода

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОМУ КВАЛИФИКАЦИОННОМУ ПРОЕКТУ
ЮУрГУ–13.03.02.2021.133 ПЗ ВКП

Руководитель проекта (должность)
д.т.н, профессор

Четошникова Л.М. (Ф.И.О.)
20 г.

Автор проекта
студент группы МиЭт-446

Хомидов Р.А. (Ф.И.О.)
20 г.

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

АННОТАЦИЯ

Хомидов Р.А, Электроснабжение
 группы цехов радиозавода
 . – Миасс: ЮУрГУ, М- с. -97, ил.- 16,
 таблиц- 24. Библиография литературы –
 наименований - 41, чертежей ф.А1-5 листов.

В курсовом проекте на основе технико-экономического сравнения двух вариантов на напряжение 35 и 110 кВ выбран более экономичный и технически выгодный вариант системы электроснабжения на напряжение 110 кВ, обеспечивающей надежное электроснабжение группы цехов радио завода. В ходе проектирования были определены расчетные нагрузки отдельно поремонтно-механическому цеху 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-13.03.02.2021.133 ПЗ.ВКР			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Хомидов			Электроснабжение группы цехов радиозавода	Лит.	Лист	Листов
Провер.		Четошникова				3	98	
Реценз.						ФГБОУ ВПО ЮУрГУ (НИУ) Кафедра Автоматики		
Н. Контр.		Четошникова						
Утверд.		Голощанов						

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
4 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ	
4.1 Расчет электрических параметров схем внешнего электроснабжения .	33
4.2 Сравнение схем внешнего электроснабжения предприятия	43
5 ВЫБОР ВЕЛИЧИНЫ НАПРЯЖЕНИЯ И СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ, РАСЧЕТ ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ	
5.1 Выбор напряжения	48
5.2 Построение схемы электроснабжения 10 кВ	48
5.3 Конструктивное выполнение электрической сети 10 кВ	48
5.4 Расчет питающих линий 10 и 0,4 кВ	48
6 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ И ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ	
6.1 Расчет токов КЗ в схеме предприятия	51
6.2 Выбор электрооборудования и электрических аппаратов 10 кВ	59
7 ВЫБОР РЕЖИМА НЕЙТРАЛИ	72
8 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ	
8.1 Составление исходной схемы расчета	73
8.2 Определение расчетных параметров	74
9 РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ	83
10 ПУСК АСИНХРОННОГО ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЯ 10 КВ ОТ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЯ ЧАСТОТЫ	86
11 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА	90
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	95
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	96

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.133 ПЗ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		4

ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ОБЪЕКТА

Завод расположен в центральной части России

1 Суммарная установленная мощность электроприемников предприятия напряжением ниже 1 кВ: 5139,2 кВт

2 Суммарная установленная мощность электроприемников предприятия напряжением выше 1 кВ: 1200 кВт

3 Категория основных потребителей по надежности электроснабжения: потребители: 2 и 3

4 Полная расчетная мощность на шинах главной понизительной подстанции: 7427,06 кВА

5 Коэффициент реактивной мощности: нормируемый $\text{tg}\varphi = 0,50$, расчетный $\text{tg}\varphi = 0,52$

6 Напряжение внешнего электроснабжения: 110 кВ

7 Мощность короткого замыкания в точке присоединения к энергосистеме: 2200 МВА

8 Расстояние от предприятия до питающей подстанции энергосистемы: $l = 4,5$ км питающая линия 110 кВ выполнена проводами марки: 2хАС-70/11

9 Количество, тип и мощность трансформаторов главной понизительной подстанции: 2хТМН-6300/110

10 Напряжение внутреннего электроснабжения предприятия: 10 кВ

11 На территории устанавливаются комплектные трансформаторные подстанции с трансформаторами типа:

ТМГ-250/10

ТМГ-400/10

ТМГ-630/10

ТМГ-800/10

12 Линии питания ТП 10 кВ выполнены кабелями марки ААШв

13 Линии питания НРП 0,4 кВ выполнены кабелями марки АВББШв

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.133 ПЗ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		5

ВВЕДЕНИЕ

Система электроснабжения (СЭС) объединяет источники, системы преобразования, передачи, распределения электроэнергии. Приемники электроэнергии (потребители) не включаются в СЭС. Системы электроснабжения промышленных предприятий основываются на электроустановках, которые нужны для обеспечения потребителей электрической энергией. Потребителем может быть электроприемник или другой агрегат, который преобразовывает электрическую энергию в иной вид энергии. Также этих механизмов может иметься несколько. В таком случае их объединяют в одну технологическую группу и размещают на отдельном пространстве.

Электроснабжение промышленных предприятий строится на основе питающих, распределительных, трансформаторных, преобразовательных подстанций, а также на связывающих их кабельных, воздушных сетях, токопроводов (низкого и высокого напряжения). Проектирование электроснабжения промышленных предприятий должно происходить с учетом важнейших требований, определяющих:

- надежность;
- удобство;
- безопасность;
- обеспечение необходимого количества/качества энергии;
- бесперебойность снабжения электрической энергией в обычном режиме и послеаварийном;
- экономичность по затратам энергии, материалов и оборудования.

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.133 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 [1,3] 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):

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

где n_i – число электроприемников i -го типа;

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

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:

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

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

где $k_{\text{зai}}$ - коэффициент использования электроприемников i -го типа. [3]

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

Для определения величины коэффициента реактивной мощности используем формулу:

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.133 ПЗ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		7

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

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»[3]

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:

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

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

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-13.03.02.2021.133 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 фазе 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 [5];

$k_{mn(n)}$ - коэффициент приведения активной мощности электроприемников i-го типа, подключенных на линейное напряжение mn, к фазе n [5]:

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.133 ПЗ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		9

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

$Q_{mn(m)}$ - коэффициент приведения реактивной мощности электроприемников i -го типа, подключенных на линейное напряжение mn , к фазе m [5]:

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

$Q_{mn(n)}$ - коэффициент приведения реактивной мощности электроприемников i -го типа, подключенных на линейное напряжение mn , к фазе n [5]:

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

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:

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

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

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:

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

Вывод по разделу ВКР: Выполнен расчет однофазных нагрузок по отделению пропитки, мощность однофазных приемников приведена к трехфазной. Произведен расчет электрических нагрузок по электроремонтному цеху.

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.133 ПЗ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		11

Таблица 1.1 – Расчет нагрузок по электроремонтному цеху

Исходные данные							Расчетные величины			n _б	K _{ра}	K _{рр}	Расчетная мощность			I _{р,А}
по заданию технологов				по справочным данным			K _{на} P _н	K _{на} P _н tgφ	n _{ном} ²				P _р , кВт	Q _р ,кВАр	S _р , кВА	
Наименование ЭП	n	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
Намоточное отделение 1 ШР1																
Станок намоточный	30	2,40	72,00	0,70	0,85	0,62	50,40	31,24	172,80							
Установка испытательная	4	7,50	30,00	0,25	0,70	1,02	7,50	7,65	225,00							
Станок перемоточный	3	3,00	9,00	0,70	0,85	0,62	6,30	3,90	27,00							
Автомат намоточный	2	3,30	6,60	0,70	0,85	0,62	4,62	2,86	21,78							
Станок оплеточный	10	0,60	6,00	0,70	0,85	0,61	4,20	2,58	3,60							
Ванна для лужения	4	10,00	40,00	0,40	0,90	0,48	16,00	7,75	400,00							
Установка сатураторная	2	2,20	4,40	0,30	0,80	0,75	1,32	0,99	9,68							
Электротельфер	4	2,80	11,20	0,05	0,50	1,73	0,56	0,97	31,36							
Вентилятор	2	14,00	28,00	0,80	0,85	0,62	22,40	13,88	392,00							
ИТОГО ШР1:	61		207,20	0,55	0,84	0,65	113,30	71,83	1283,22	33,46	1,00	1,03	113,30	73,90	135,27	195,47
Механическое отделение ШР2																
Станок токарно-винторезный	35	6,40	224,00	0,14	0,50	1,73	31,36	54,32	1433,60							
Станок универсально-фрезерный	12	2,80	33,60	0,14	0,50	1,73	4,70	8,15	94,08							
Станок кругло-шлифовальный	6	9,70	58,20	0,14	0,50	1,73	8,15	14,11	564,54							
Станок плоскошлифовальный	3	3,40	10,20	0,14	0,50	1,73	1,43	2,47	34,68							
Станок универсально заточной	3	2,40	7,20	0,14	0,50	1,73	1,01	1,75	17,28							
Станок вертикально-сверлильный	22	2,20	48,40	0,14	0,50	1,73	6,78	11,74	106,48							
Станок токарно-доделочный	3	4,50	13,50	0,14	0,50	1,73	1,89	3,27	60,75							
Станок горизонтально фрезерный	3	4,50	13,50	0,14	0,50	1,73	1,89	3,27	60,75							
Электротельфер	2	2,80	5,60	0,05	0,50	1,73	0,28	0,48	15,68							
Вентилятор	3	14,00	42,00	0,80	0,85	0,62	33,60	20,82	588,00							
ИТОГО ШР2:	92		456,20	0,20	0,60	1,35	91,08	120,39	2975,84	69,94	1,00	1,02	91,08	122,79	152,88	220,93
Намоточное отделение 2 ШР3																
Станок рубки провода	12	0,60	7,20	0,14	0,50	1,73	1,01	1,75	4,32							
Станок подрезки секций	3	3,40	10,20	0,14	0,50	1,73	1,43	2,47	34,68							
Станок укладки пазов	11	1,20	13,20	0,20	0,50	1,73	2,64	4,57	15,84							
Полуавтомат рубки меди	2	1,50	3,00	0,14	0,50	1,73	0,42	0,73	4,50							
Полуавтомат резки металлов	2	7,50	15,00	0,14	0,50	1,73	2,10	3,64	112,50							
Полуавтомат укладки пазовой изоляции	10	1,10	11,00	0,30	0,60	1,33	3,30	4,40	12,10							
Полуавтомат изолировки пазов	7	1,70	11,90	0,30	0,60	1,33	3,57	4,76	20,23							
Полуавтомат резки изоляционных прокладок	2	2,20	4,40	0,14	0,50	1,73	0,62	1,07	9,68							
Станок оплеточный	1	0,60	0,60	0,70	0,85	0,62	0,42	0,26	0,36							
Станок намотки и скрутки	2	3,40	6,80	0,70	0,85	0,62	4,76	2,95	23,12							
Станок намоточный	35	3,00	105,00	0,70	0,85	0,62	73,50	45,55	315,00							

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

окончание Таблицы 1.1

Исходные данные							Расчетные величины			η _б	K _{ра}	K _{рр}	Расчетная мощность			I _{р,А}
по заданию технологов				по справочным данным			K _{на} P _н	K _{на} P _н tgφ	n _{р_{ном}} ²				P _р , кВт	Q _р ,кВАр	S _р , кВА	
Наименование ЭП	n	Номинальная (установленная) мощность, кВт*		Коефф. 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 намотки якорей	3	5,50	16,50	0,70	0,85	0,62	11,55	7,16	90,75							
Ванна для пайки	3	15,00	45,00	0,40	0,90	0,48	18,00	8,72	675,00							
Электротельфер	2	2,80	5,60	0,05	0,50	1,73	0,28	0,48	15,68							
Испытательная установка	5	10,00	50,00	0,25	0,70	1,02	12,50	12,75	500,00							
ИТОГО ШР3:	100		305,40	0,45	0,80	0,76	136,09	101,26	1833,76	50,86	1,00	1,02	136,09	103,62	171,05	247,19
Коллекторное отделение ШР4																
Пресс гидравлический	30	9,50	285,00	0,14	0,50	1,73	39,90	69,11	2707,50							
Пресс кривошипный	8	4,50	36,00	0,14	0,50	1,73	5,04	8,73	162,00							
Станок агрегатный	1	18,00	18,00	0,16	0,65	1,17	2,88	3,37	324,00							
Автомат токарный	1	8,00	8,00	0,14	0,50	1,73	1,12	1,94	64,00							
Установка испытательная	3	7,50	22,50	0,25	0,70	1,02	5,63	5,74	168,75							
Обогреватель пресс-форм	2	20,00	40,00	0,40	0,90	0,48	16,00	7,75	800,00							
Вентилятор	10	4,00	40,00	0,80	0,85	0,62	32,00	19,83	160,00							
ИТОГО ШР4:	55		449,50	0,23	0,65	1,16	102,57	116,46	4386,25	46,06	1,00	1,02	102,57	119,32	157,35	227,38
Отделение пропитки ШР5																
Нагрузка однофазная	12		320,00				180,00	154,01	15200,00							
Вентилятор	5	14,00	70,00	0,05	0,50	1,73	3,50	6,06	980,00							
Насос	3	3,00	9,00	0,65	0,80	0,75	5,85	4,39	27,00							
ИТОГО ШР5:	20		399,00	0,47	0,75	0,89	189,35	164,46	16207,00	9,82	1,03	1,05	195,03	173,21	260,84	376,94
Термическое отделе ШР5																
Станок оплеточный	12	0,60	7,20	0,50	0,90	0,48	3,60	1,74	4,32							
Станок намоточный	60	3,00	180,00	0,60	1,00	0,00	108,00	0,00	540,00							
Станок перемоточный	3	3,00	9,00	0,25	0,65	1,17	2,25	2,63	27,00							
Автомат намоточный	4	3,30	13,20	0,50	0,90	0,48	6,60	3,20	43,56							
Установка испытательная	3	7,50	22,50	0,50	0,90	0,48	11,25	5,45	168,75							
Электротельфер	3	2,80	8,40	0,65	0,80	0,75	5,46	4,10	23,52							
Установка сатураторная	2	2,20	4,40	0,05	0,50	1,73	0,22	0,38	9,68							
Электрокипятильник	3	3,00	9,00	0,70	0,85	0,62	6,30	3,90	27,00							
Ванна для пайки	1	10,00	10,00	0,70	0,82	0,70	7,00	4,89	100,00							
Вентилятор	2	14,00	28,00	0,50	1,00	0,00	14,00	0,00	392,00							
ИТОГО ШР6:	93		291,70	0,56	0,99	0,16	164,68	26,29	1335,83	63,70	1,00	1,02	164,68	26,83	166,85	241,12
ИТОГО по цеху:	421,00		2109,00	0,38	0,80	0,75	797,07	600,68	28021,90	158,73	0,70	0,70	557,95	420,48	698,65	1009,61

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

Таблица 1.2 – Расчет однофазной нагрузки отделения пропитки

Наименование узлов СЭС и ЭП	Р _{ном} ПВ=100%, кВт	n	Р _{ном} ²	Установленная			Коэффициенты			Установленная			k _{иа}	cosφ	tgφ	Средняя мощность за наиболее загруженную																		
				AB	BC	CA	k _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 Uл=380 В																																		
1. Печь сушильная, однофазная, Рном=60 кВт	60,00	4	14400,00	60,00			A	0,64	-0,05				0,70	0,90	0,48	26,88	15,12		-2,10	22,26														
							B	0,36	0,53																									
							120	B	0,64													-0,05				0,70	0,90	0,48		53,76	30,24		-4,20	44,52
								C	0,36													0,53												
							60,00	C	0,64													-0,05				0,70	0,90	0,48	15,12		26,88	22,26		-2,10
								A	0,36													0,53												
ИТОГО по Uл=380 В:				240,00	4	14400,00										42,00	68,88	57,12	20,16	18,06	42,42													
Приемники подключенные на Uф=220В																																		
2. Ванна для пропитки, однофазная, Рном=10,0 кВт	10,00	8	800,00								60,00	10,00	10,00	0,30	0,50	1,73	18,00	3,00	3,00	31,18	5,20	5,20												
ИТОГО по Uф=220 В:				80,00	8	800,00										18,00	3,00	3,00	31,18	5,20	5,20													
ИТОГО ПО ПОТРЕБИТЕЛЯМ:				320,00	12	15200,00										60,00	71,88	60,12	51,34	23,26	47,62													
Наиболее загруженная фаза А*															S _{ср} ф.А	S _{ср} ф.В	S _{ср} ф.С																	
															78,97	75,55	76,69																	
* В таблицу 1.1 расчет нагрузок цеха уходит величина активной и реактивной мощности наиболее загруженной фазы приведенная к 3 фазной симметричной (Pp=3*Pmax и Qp=3*Qmax)																																		

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

1.2 Расчет электрических нагрузок по предприятию

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

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

Коэффициент расчетной нагрузки $K_{\text{р}}$ для цехов, которые планируется питать с помощью РП (см. раздел 3), берется по [4,5]. Для цехов, питающихся от собственных ТП $K_{\text{р}}$ берется по [1].

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

Для цехов, питающихся от собственных ТП:

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

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]:

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

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

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

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

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

$\text{tg}\varphi_{\text{о}}$ - коэффициент реактивной мощности с учетом индивидуальной и групповой компенсации реактивной мощности источников света.

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.133 ПЗ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

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

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

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

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

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

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

На рассматриваемом предприятии присутствуют высоковольтные электроприемники:

- асинхронные электродвигатели (АД) – мощностью 400 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: Выполнен расчет электрических нагрузок по предприятию

Таблица 1.3 – Расчет электрической нагрузки по предприятию

Наименование цехов	$P_{ном}, \text{кВт}$	$\Sigma P_{ном}, \text{кВт}$	n_3	$K_{на}$	$\cos \varphi$	$\text{tg } \varphi$	$P_{ср}, \text{кВт}$	$Q_{ср}, \text{кВАр}$	$K_{ра}$	$P_p, \text{кВт}$	$Q_p, \text{кВАр}$	$F_{ц}, \text{м}^2$	$P_{уд.осв.}, \text{кВт/м}^2$	$\cos \varphi_{осв}$	$\text{tg } \varphi_{осв}$	$K_{осв.}$	$P_{р.осв.}, \text{кВт}$	$Q_{р.осв.}, \text{кВАр}$	$P_{р+P_{р.осв.}}, \text{кВт}$	$Q_{р+Q_{р.осв.}}, \text{кВАр}$	$S_p, \text{кВА}$
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. Административный корпус	130,0		55	0,45	0,65	1,17	58,5	68,4	1,00	58,5	68,4	2453	0,015	0,8	0,75	1,0	35,0	26,2	93,46	94,61	132,99
2. Гарный цех	185,0		27	0,40	0,85	0,62	74,0	45,9	1,00	74,0	45,9	1021	0,015	0,8	0,75	0,9	13,8	10,3	87,78	56,20	104,23
3. Сборочный цех	1070,0		166	0,60	0,70	1,02	642,0	655,0	0,80	513,6	524,0	3456	0,015	0,8	0,75	1,0	49,2	36,9	562,85	560,91	794,62
4. Штамповочный цех	750,0		187	0,55	0,80	0,75	412,5	309,4	0,78	319,7	239,8	3839	0,015	0,8	0,75	1,0	54,7	41,0	374,39	280,79	467,99
5. Цех изготовления плат	930,0		242	0,60	0,76	0,86	558,0	477,2	0,80	446,4	381,7	3189	0,015	0,8	0,75	1,0	45,4	34,1	491,84	415,83	644,07
6. Механический цех	2000,0		250	0,55	0,85	0,62	1100,0	681,7	0,78	852,5	528,3	11055	0,015	0,8	0,75	0,9	149,2	111,9	1001,74	640,26	1188,88
7. Опытный цех	230,0		29	0,45	0,75	0,88	103,5	91,3	0,78	80,2	70,7	3716	0,015	0,8	0,75	1,0	53,0	39,7	133,17	110,46	173,01
8. Компрессорная	800,0		8	0,80	0,80	0,75	640,0	480,0	0,91	582,4	436,8	608	0,015	0,8	0,75	0,5	4,6	3,4	586,96	440,22	733,70
9. Насосная	150,0		17	0,75	0,85	0,62	112,5	69,7	0,90	101,3	62,7	840	0,015	0,8	0,75	0,5	6,3	4,7	107,55	67,47	126,96
10. Корпус основного производства	1800,0		160	0,65	0,80	0,75	1170,0	881,7	0,80	936,0	705,4	11213	0,015	0,8	0,75	1,0	159,8	119,8	1095,79	825,22	1371,76
11. Склад	50,0		15	0,30	0,70	1,02	15,0	15,3	1,03	15,5	15,8	2281	0,015	0,8	0,75	0,5	17,1	12,8	32,56	28,59	43,33
12. Наладочный цех	440,0		40	0,45	0,85	0,62	198,0	122,7	0,78	153,5	95,1	4037	0,015	0,8	0,75	0,9	54,5	40,9	207,95	135,97	248,46
13. Покрасочный участок	350,0		57	0,75	0,80	0,75	262,5	196,9	0,80	210,0	157,5	2778	0,015	0,8	0,75	1,0	39,6	29,7	249,59	187,19	311,98
14. Заводская лаборатория	200,0		42	0,45	0,70	1,02	90,0	91,8	1,00	90,0	91,8	2959	0,015	0,8	0,75	0,9	39,9	30,0	129,95	121,78	178,09
15. Электроремонтный цех	2109,0		159	0,38	0,80	0,75	797,1	600,7	0,70	557,9	420,5	3600	0,015	0,8	0,75	1,0	51,3	38,5	609,25	458,95	762,77
16. Столовая	170,0		34	0,75	0,80	0,75	127,5	95,6	0,85	108,4	81,3	1296	0,015	0,8	0,75	0,9	17,5	13,1	125,87	94,40	157,34
17. Медпункт	30,0		24	0,55	0,75	0,88	16,5	14,6	1,00	16,5	14,6	636	0,015	0,8	0,75	1,0	9,1	6,8	25,56	21,35	33,31
18. Гараж	50,0		13	0,45	0,70	1,02	22,5	23,0	1,02	23,0	23,4	1468	0,015	0,8	0,75	0,5	11,0	8,3	33,96	31,67	46,44
19. Освещение территории												161063,0	0,002	0,90	0,48	1,0	241,6	117,0			
ИТОГО по 0,4 кВ:	11444,0		1525	0,6	0,8	0,8	6400,1	4920,8		5139,2	3940,2						1052,6	725,2	6191,8	4665,5	7752,8
Нагрузка 10 кВ																					
9. Насосная (АД)	400	1600	4	0,75	0,85	0,62	1200	743,69	1,00	1200,00	743,69										1411,76
Итого 10кВ:	1600	1600	4	0,75	0,85	0,61974	1200	743,69		1200,00	743,69										1411,76
Итого по предприятию:	13044,00			0,58	0,80	0,75	7600,07	5664,44		6339,22	4683,93										9164,52

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

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. [4.5]. Поскольку в исходных данных ничего не сказано о размещении электроприемников в цехах, то примем центры электрических нагрузок цехов совпадающими с физическими центрами цехов. [4.5] Координаторы центров нагрузок соответствующих цехов приведены в таблице 6

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

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

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

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 административного корпуса:

$$P_{pi} = 0 + 58,5 + 34,96 = 93,46 \text{ кВт};$$

По результатам расчетов, наименьшую расчетную активную нагрузку потребляет медпункт. Поэтому по формуле:

$$m = \frac{25,56}{\pi \cdot 5 \text{ мм}^2} = 0,33 \frac{\text{кВт}}{\text{мм}^2}.$$

Тогда по формулам:

$$r_i = \sqrt{\frac{93,46}{\pi \cdot 0,33}} = 9,56 \text{ мм}$$

$$\alpha_{\text{ни}} = 360 \cdot \frac{58,5}{93,46} = 225,35^\circ;$$

$$\alpha_{\text{oi}} = 360 \cdot \frac{34,96}{93,46} = 134,65^\circ$$

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

Вывод по разделу ВКР: Определены центр электрической нагрузки предприятия, исходя из посчитанных ранее величин нагрузок каждого цеха и их условных центров электрических нагрузок.

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. Административный корпус	93,46	58,50	-	34,96	210,19	563,52	0,33	9,56	225,35	-	134,65
2. Гарный цех	87,78	74,00	-	13,78	17,89	519,97	0,33	9,27	303,47	-	56,53
3. Сборочный цех	562,85	513,60	-	49,25	91,55	465,09	0,33	23,46	328,50	-	31,50
4. Штамповочный цех	374,39	319,69	-	54,71	185,47	444,05	0,33	19,13	307,40	-	52,60
5. Цех изготовления плат	491,84	446,40	-	45,44	261,48	449,40	0,33	21,93	326,74	-	33,26
6. Механический цех	1001,74	852,50	-	149,24	50,07	331,68	0,33	31,30	306,37	-	53,63
7. Опытный цех	133,17	80,21	-	52,95	185,47	324,46	0,33	11,41	216,85	-	143,15
8. Компрессорная	586,96	582,40	-	4,56	266,81	360,61	0,33	23,96	357,20	-	2,80
9. Насосная	1307,55	101,25	1200,00	6,30	18,20	243,18	0,33	35,76	27,88	330,39	1,73
10. Корпус основного производства	1095,79	936,00	-	159,79	171,58	197,70	0,33	32,74	307,51	-	52,49
11. Склад	32,56	15,45	-	17,11	290,83	235,69	0,33	5,64	170,84	-	189,16
12. Наладочный цех	207,95	153,45	-	54,50	23,13	163,07	0,33	14,26	265,65	-	94,35
13. Покрасочный участок	249,59	210,00	-	39,59	42,02	75,44	0,33	15,62	302,90	-	57,10
14. Заводская лаборатория	129,95	90,00	-	39,95	169,22	75,44	0,33	11,27	249,33	-	110,67
15. Электроремонтный цех	609,25	557,95	-	51,30	306,90	134,83	0,33	24,41	329,69	-	30,31
16. Столовая	125,87	108,38	-	17,50	144,86	326,63	0,33	11,09	309,96	-	50,04
17. Медпункт	25,56	16,50	-	9,06	144,86	289,30	0,33	5,00	232,37	-	127,63
18. Гараж	33,96	22,95	-	11,01	24,73	22,09	0,33	5,76	243,29	-	116,71
Координаты центра электрических нагрузок предприятия (X;Y)					135,74	289,60					

При размещении ГПП на генплане предприятия невозможно разместить в полученных координатах ЦЭНа, учитывая факторы пожароопасности (минимальные расстояния от цехов), ЭМС а так сторону с которой осуществляется подача Э/Э с подстанции энергосистемы. ГПП размещаем в координатах (X;Y): (322,68;300,86)

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

2 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТП

Выбор трансформаторов является важным этапом проектирования. Он существенно влияет на основные технические и экономические показатели разрабатываемой схемы электроснабжения промышленного предприятия.[4,5]

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 надёжности электроснабжения, от размеров площади, на которой они размещены и т.п. [2]

Согласно [4,5] 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_{Tmin}^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.

В цеховых подстанциях предприятия устанавливаем трансформаторы марки – ТМГ[9].

Существующая связь между экономически целесообразной мощностью отдельного трансформатора $S_{ЭТ}$ 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]:

$$\sigma = \frac{S_p}{F_{ц}} \quad (2.1)$$

где S_p - расчетная электрическая нагрузка цеха, кВА;
 $F_{ц}$ - площадь цеха, м².

Минимальное экономически выгодное число трансформаторов определяется по формуле:

$$N_{min}^{эк} = \frac{P_p}{K_{з.т.доп} \cdot S_{ЭТ}} + \Delta N_T \quad (2.2)$$

где P_p – расчётная активная нагрузка цеха;
 $K_{з.т.доп}$ – допустимый коэффициент загрузки трансформатора в период максимума цеховой нагрузки, зависит от категории надёжности электроснабжения цеха[8]:

$K_{з.т.доп} = 0,65 \dots 0,7$ – для первой категории,
 $K_{з.т.доп} = 0,8 \dots 0,85$ – для второй категории,
 $K_{з.т.доп} = 0,93 \dots 0,95$ – для третьей категории,
 ΔN_T – добавка до ближайшего целого числа.

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

$$N_{T.min} = \max(N_{min}^{ЭК}; N_{T.min}^H) \quad (2.3)$$

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

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

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

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

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 мощность которую сможет пропустить выбранный трансформатор не перегрузившись в нормальном режиме[12]:

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

где $N_T^{ОПТ}$ – число трансформаторов цеховой ТП;

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

$S_{T.НОМ}$ – 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]:

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

Коэффициенты загрузки трансформаторов в нормальном и послеаварийном режимах соответственно:

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

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

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

Потери активной мощности в трансформаторе находятся по формуле:

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

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:

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

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:

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

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 НРП	S_p , кВА	L , м	$S_p \cdot L$, кВА·м
ТП1	НРП1	132,99	85,00	11303,73
ТП2	НРП2	104,23	82,00	8547,00
ТП5	НРП3	157,34	27,00	4248,15
	НРП4	33,31	50,00	1665,26
ТП7	НРП5	126,96	67,00	8506,56
ТП10	НРП6	43,33	114,00	4939,68
ТП9	НРП7	46,44	52,00	2414,70
	НРП8	178,09	52,00	9260,68

Из таблицы видно, что установка всех НРП экономически целесообразна.

В послеаварийном режиме (при превышении коэффициента выше 1,4 [10] 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: Выполнен расчет и выбор типов трансформаторов устанавливаемых в цеховых подстанциях, определены потери мощности для них.

Таблица 2.3 – Выбор цеховых ТП

Номера цехов и подразделений	Катег. по надежности.	N ^{т.мин}	P _p , кВт	Q _p , кВАр	S _p , кВА	F	σ	S _{эт.}	тип гр-ра	Кз.доп.норм	N ^{т.мин}	ΔN _t	N _{t.min}	m	N _{t.орг}	S _{t.ном}	№ п/ст или НРП	Q _{ip}	Q _i	Q _{кy}	Кз.т.норм	Кз.т.п/ав
ТП1																						
2. Тарный цех	III	1	87,78	56,20	104,23	1021	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НРП1	-	-	-	-	-
3. Сборочный цех	II	2	562,85	560,91	794,62	3456	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ИТОГО:	II	2	650,63	617,11	898,85	4477	0,20	1250	ТМГ	0,8	2,00	1,35	2	0	2	630	ТП1	770,31	617,11	0,00	0,71	1,4*
ТП2																						
1. Административный корпус	II	2	93,46	94,61	132,99	2453	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НРП2	-	-	-	-	-
4. Штамповочный цех	II	2	374,39	280,79	467,99	3839	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ИТОГО:	II	2	467,85	375,41	600,98	6292	0,10	800	ТМГ	0,8	2,00	1,27	2	0	2	400	ТП2	437,19	375,41	0,00	0,75	1,4*
ТП3																						
5. Цех изготовления плат	II	2	491,84	415,83	644,07	3189	0,20	1250	ТМГ	0,8	2,00	1,51	2	0	2	400	ТП3	409,50	409,50	6,33	0,80	1,4*
ТП4																						
6. Механический цех	II	2	1001,74	640,26	1188,88	11055	0,11	800	ТМГ	0,8	2,00	0,43	2	0	2	630	ТП4	112,14	112,14	528,12	0,80	1,4*
ТП5																						
7. Опытный цех	II	2	133,17	110,46	173,01	3716	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
16. Столовая	II	2	125,87	94,40	157,34	1296	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НРП3	-	-	-	-	-
17. Медпункт	III	1	25,56	21,35	33,31	636	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НРП4	-	-	-	-	-
ИТОГО:	II	2	284,60	226,21	363,66	5648	0,06	800	ТМГ	0,8	2,00	1,96	2	0	2	250	ТП5	281,06	226,21	0,00	0,73	1,4*
ТП6																						
8. Компрессорная	II	2	586,96	440,22	733,70	608	1,21	2500	ТМГ	0,8	2,00	1,71	2	0	2	400	ТП6	255,10	255,10	185,12	0,80	1,4*
ТП7																						
9. Насосная	II	2	107,55	67,47	126,96	840	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НРП5	-	-	-	-	-
12. Наладочный цех	II	2	207,95	135,97	248,46	4037	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ИТОГО:	II	2	315,50	203,45	375,42	4877	0,08	630	ТМГ	0,8	2,00	1,37	2	0	2	250	ТП7	245,89	203,45	0,00	0,75	1,4*
ТП8																						
10. Корпус основного производства	II	2	1095,79	825,22	1371,76	11213	0,12	800	ТМГ	0,8	2,00	0,29	2	0	2	800	ТП8	661,55	661,55	163,67	0,80	1,4*
ТП9																						
13. Покрасочный участок	II	2	249,59	187,19	311,98	2778	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14. Заводская лаборатория	II	2	129,95	121,78	178,09	2959	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НРП8	-	-	-	-	-
18. Гараж	III	1	33,96	31,67	46,44	1468	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НРП7	-	-	-	-	-
ИТОГО:	II	2	413,49	340,64	536,51	7205,00	0,07	500	ТМГ	0,8	2,00	0,97	2	0	2	400	ТП9	490,05	340,64	0,00	0,67	1,33
ТП10																						
11. Склад	III	1	32,56	28,59	43,33	2281	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НРП6	-	-	-	-	-
15. Электроремонтный цех	II	2	609,25	458,95	762,77	3600	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ИТОГО:	II	2	641,81	487,55	806,10	5881,00	0,14	1000	ТМГ	0,8	2,00	1,24	2	0	2	630	ТП10	778,29	487,55	0,00	0,64	1,28

* при привышении Кз.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	$N_{г\text{ опт}}$	$K_{з\text{ т норм}}$	$U_{кз}, \%$	$P_{хх}, \text{ кВт}$	$P_{кз}, \text{ кВт}$	$I_{хх}, \%$	$\Delta P_{тр}, \text{ кВт}$	$\Delta Q_{тр}, \text{ квар}$	$P_{р+\Delta P_{тр}}, \text{ кВт}$	$Q_{I+\Delta Q_{тр}}, \text{ кВт}$	$S_{р}, \text{ кВА}$
ТП1	630	ТМГ	2	0,71	5,5	1,31	8,5	2,00	11,23	60,30	661,86	677,41	947,07
ТП2	400	ТМГ	2	0,75	4,5	0,95	5,9	2,10	8,53	37,04	476,38	412,44	630,12
ТП3	400	ТМГ	2	0,80	4,5	0,95	5,9	2,10	9,45	39,84	501,30	449,34	673,20
ТП4	630	ТМГ	2	0,80	5,5	1,31	8,5	2,00	13,50	69,55	1015,24	181,69	1031,37
ТП5	250	ТМГ	2	0,73	4,50	0,74	4,20	2,30	5,92	23,40	290,52	249,60	383,02
ТП6	400	ТМГ	2	0,80	4,5	0,95	5,9	2,10	9,45	39,84	596,41	294,94	665,36
ТП7	250	ТМГ	2	0,75	4,50	0,74	4,20	2,30	6,22	24,18	321,71	227,63	394,10
ТП8	800	ТМГ	2	0,80	6,00	1,20	9,00	1,10	13,92	79,04	1109,71	740,59	1334,14
ТП9	400	ТМГ	2	0,67	4,5	0,95	5,9	2,10	7,19	32,95	420,68	373,58	562,62
ТП10	630	ТМГ	2	0,64	5,5	1,31	8,5	2,00	9,57	53,55	651,38	541,10	846,81
ИТОГО:									94,98	459,69			

3 ВЫБОР НАПРЯЖЕНИЯ СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ И ТРАНСФОРМАТОРОВ ГЛАВНОЙ ПониЗИТЕЛЬНОЙ ПОДСТАНЦИИ

Величина напряжения питания главной понижительной 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. [4,8]

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

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

где l - длина питающей ГПП линии. Согласно исходным данным $l = 4,5$ км.

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

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

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 $K_{\text{иа}} = 0,58$, количество присоединений к шинам 10 кВ 9- 25.

$P_{\text{р.НВ}}$ - расчетная активная низковольтная нагрузка силовых ЭП. Из раздела 1 известно, что $P_{\text{НВ}} = 5139,22$ кВт;

$\sum P_{\text{р.ВВ}}$ - расчетная мощность высоковольтных приемников, определена в предыдущих разделах КП, $\sum P_{\text{р.ВВ}} = 1200,00$ кВт;

$\Delta P_{\text{т}\Sigma}$ - суммарная активная мощность потерь выбранных ТП предприятия, определена в предыдущих разделах КП, $\Delta P_{\text{т}\Sigma} = 94,98$ кВт;

$P_{\text{р.о}}$ - суммарная расчетная мощность освещения предприятия (территории + цеха), определена в предыдущих разделах КП, $P_{\text{р.о}} = 1052,58$ кВт;

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

$$P_{\text{р.п}}^V = 0,90 \cdot [5139,22 + 1200,00 + 94,98] + 1052,58 = 6843,36 \text{ кВт}$$

По формуле 3.1:

$$U_{\text{рац}} = 4,34 \cdot \sqrt{4,5 + 0,016 \cdot 6843,36} = 46,33 \text{ кВ}$$

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.133 ПЗ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

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

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

где $Q_{эс}$ - экономически целесообразная реактивная мощность на стороне высшего напряжения ГПП, потребляемая предприятием от энергосистемы
 $\Delta Q_{т.гпп\Sigma}$ - потери реактивной мощности в тр-рах ГПП.

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

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

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:

$$Q_{эс.110} = 6843,36 \cdot 0,5 = 3421,68 \text{ кВАр}$$

- для 35 кВ:

$$Q_{эс.35} = 6843,36 \cdot 0,4 = 2737,35 \text{ кВАр}$$

Ориентировочные потери в трансформаторах ГПП:

- для 110 кВ:

$$\Delta Q_{т.гпп\Sigma 110} \approx 0,07 \cdot \sqrt{6843,36^2 + 3421,68^2} = 535,58 \text{ кВАр}$$

- для 35 кВ:

$$\Delta Q_{т.гпп\Sigma 35} \approx 0,07 \cdot \sqrt{6843,36^2 + 2737,35^2} = 515,94 \text{ кВАр}$$

Полная расчетная нагрузка предприятия:

- для 110 кВ:

$$S_{р.п110}^V = \sqrt{6843,36^2 + (3421,68 - 535,58)^2} = 7427,06 \text{ кВА}$$

- для 35 кВ:

$$S_{р.п35}^V = \sqrt{6843,36^2 + (2737,35 - 515,94)^2} = 7194,88 \text{ кВА}$$

Мощность трансформаторов на двухтрансформаторных ГПП (110и 35 кВ) [4] определяется по формуле:

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

где- количество трансформаторов на ГПП, $n=2$;
 $K_{з,д}$ - коэффициент загрузки трансформаторов ГПП в нормальном режиме;
 $K_{з,д} = 0,7$

По (3.19):

$$S_{Т(110)} = \frac{7427,06}{2 \cdot 0,7} = 5305,04 \text{ кВА}$$

$$S_{Т(35)} = \frac{7194,88}{2 \cdot 0,7} = 5139,20 \text{ кВА}$$

При выборе трансформаторов ГПП руководствуемся минимальной начальной мощностью из линейки ГОСТ – 6,3 МВА. Для дальнейшего экономического обоснования варианта (трансформатор и его параметры взяты из номенклатурного каталога завода Тольяттинский трансформатор):

- Трансформатор ТМН-6300/110 У1, УХЛ1 СТО 15352615-023-2011[12]

- Трансформатор ТМН -6300/35 У1, УХЛ1 СТО 15352615-036-2015 [12]

Тогда величина коэффициентов загрузки трансформаторов ГПП будет определена по формуле:

$$K_{з.НОМ} = \frac{S_{р.п.(110)}}{n \cdot S_{НОМ.Т}} \quad (3.7)$$

Для варианта 110 кВ:

В нормальном и послеаварийном режиме:

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.133 ПЗ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30

$$K_{з.ном} = \frac{S_{р.п.(110)}}{n \cdot S_{ном.т}} = \frac{7427,06}{2 \cdot 6300} = 0,59$$

$$K_{з.пав} = \frac{S_{р.п.(110)}}{n \cdot S_{ном.т}} = \frac{7427,06}{1 \cdot 6300} = 1,18$$

Для варианта 35 кВ:

В нормальном и послеаварийном режиме:

$$K_{з.ном} = \frac{S_{р.п.(35)}}{n \cdot S_{ном.т}} = \frac{7194,88}{2 \cdot 6300} = 0,57$$

$$K_{з.пав} = \frac{S_{р.п.(35)}}{n \cdot S_{ном.т}} = \frac{7194,88}{1 \cdot 6300} = 1,14$$

Таблица 3.2 – Выбор вариантов трансформаторов на ГПП предприятия

Напряжение, кВ	110	35
Экономически целесообразная реактивная мощность $Q_{эс}$, кВАр	3421,68	2737,35
Полная расчетная нагрузка $S_{р.п.}$, кВА	7427,06	7194,88
Мощность трансформатора ГПП $S_{т}$, кВА	6300	6300
Тип трансформатора ГПП	ТМН-6300/110	ТМН-6300/35
Номинальная мощность трансформатора, кВА	6300	6300
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	6,5	8,0
Потери короткого замыкания $\Delta P_{кз}$, кВт	35,0	46,5
Напряжение короткого замыкания $U_{кз}$, %	10,5	7,5
Ток холостого хода $I_{хх}$, %	0,56	0,8
Коэффициент загрузки в нормальном режиме	0,59	0,57
Коэффициент загрузки в послеаварийном режиме	1,18	1,14

Для дальнейшего сравнения рассмотрим схемы 110-3Н и 35-3Н[13]– блок линия трансформатора для напряжений 35 и 110 кВ представлены на рисунке ниже:

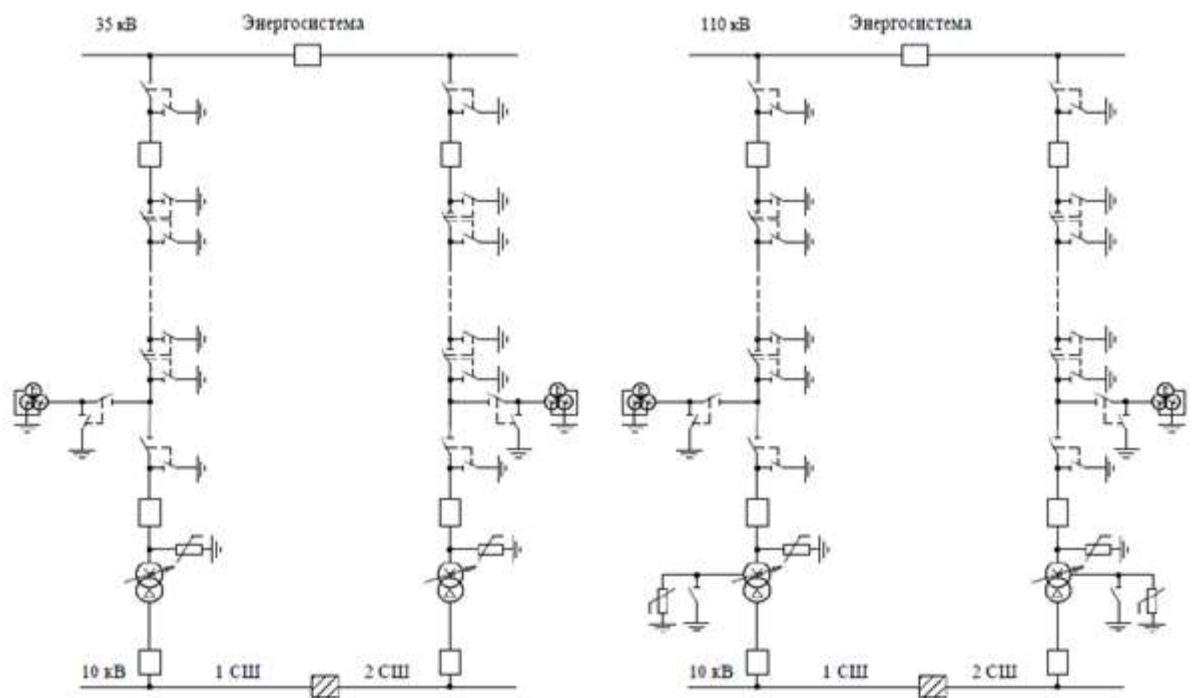


Рисунок 3.1 – Схемы 110-3Н на напряжения 35 и 110 кВ

Вывод по разделу ВКР: Предварительно выбраны два варианта схем на различные номинальные напряжения: 35и 110 кВ

4 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ

4.1 Расчет электрических параметров схем внешнего электроснабжения

Схема РУ ВН ГПП - Два блока линия-трансформатор с выключателем.
Схема РУ НН ГПП - Одна секционированная выключателем система шин (10(6)-1). Производим расчет для двух уровней напряжения 35 и 110 кВ. Определим потери энергии в трансформаторах ГПП. Параметры трансформаторов приведены в таблице 3.2.

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

Для ТМН-6300/110 величины потерь:

$$\Delta P_T = 2 \cdot (6,5 + 0,59^2 \cdot 35) = 37,32 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_T = \frac{2 \cdot 6300}{100} \cdot (0,56 + 0,59^2 \cdot 10,5) = 530,24 \text{ кВАр};$$

Для ТМН-6300/35 величины потерь:

$$\Delta P_T = 2 \cdot (8,0 + 0,57^2 \cdot 46,5) = 46,32 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_T = \frac{2 \cdot 6300}{100} \cdot (0,50 + 0,57^2 \cdot 7,5) = 421,26 \text{ кВАр};$$

Потери электроэнергии в трансформаторах определяются по формуле [8]:

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

где n- число трансформаторов на ГПП;

T_T -число часов в году, $T_T = 8760$ ч.;

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

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

где T_M - годовое число часов использования получасового максимума активной нагрузки. По [15] для завода электронного оборудования $T_M = 4500$ ч.

По (4.2):

$$\tau = \left(0,124 + \frac{4500}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 2860,14 \text{ ч}$$

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.133 ПЗ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

По формуле (4.1):

$$\Delta W_{T110} = 2 \cdot (6,5 \cdot 8760 + 0,59^2 \cdot 35 \cdot 2860,14) = 231893,50 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год};$$

$$\Delta W_{T35} = 2 \cdot (8,0 \cdot 8760 + 0,57^2 \cdot 46,5 \cdot 2860,14) = 140160,00 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год};$$

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):

$$S_{p.l110} = \sqrt{(6843,36 + 37,32)^2 + 3421,68^2} = 7684,51 \text{ кВА}$$

$$S_{p.l35} = \sqrt{(6843,36 + 46,32)^2 + 2737,35^2} = 7413,56 \text{ кВА}$$

Расчетный ток одной цепи линии 110 кВ находится по формуле [10]:

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

где n - число цепей линии, $n=2$;

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

По (4.4):

$$I_{p.l110} = \frac{7684,51}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 20,19 \text{ А}$$

$$I_{p.l35} = \frac{7413,56}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 35} = 61,22 \text{ А}$$

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

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

По (4.5):

$$I_{п/ав} = I_{раб.мах} = \frac{1,4 \cdot 6300}{\sqrt{3} \cdot 110} = 46,35 \text{ А.}$$

$$I_{п/ав} = I_{раб.мах} = \frac{1,4 \cdot 6300}{\sqrt{3} \cdot 35} = 145,66 \text{ А.}$$

Согласно сечению проводов ВЛ находим по экономической плотности тока по формуле [5]:

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

где $j_{э}$ - экономическая плотность тока, А/мм². Согласно [14, табл.1.3.36] экономическая плотность тока для неизолированных алюминиевых проводов при $T_m = 4500$ ч. равняется $j_{э} = 1,1$ А/мм².

По (4.6):

$$F_{э110} = \frac{20,19}{1,1} = 18,36 \text{ мм}^2,$$

$$F_{э35} = \frac{61,22}{1,1} = 55,65 \text{ мм}^2,$$

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

Поэтому в качестве проводов ВЛ от районной подстанции энергосистемы до ГПП предприятия.

Принимаем провода:

Для сети 110 кВ сечением $F = 70$ мм². 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 провода АС имеет аналогичные параметры.

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

$$I_{доп} > I_{п/ав}, \quad (4.7)$$

По (4.7):

$$265 \text{ А} > 46,35 \text{ А.}$$

$$265 \text{ А} > 145,66 \text{ А}$$

Потери активной энергии в проводах за год [8]:

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

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.133 ПЗ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

По (4.8):

$$\Delta W_{л110} = 2 \cdot (3 \cdot 20,19^2 \cdot 0,428 \cdot 4,5 \cdot 2860,14) \cdot 10^{-3} = 13473,79 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год}$$

$$\Delta W_{л35} = 2 \cdot (3 \cdot 61,22^2 \cdot 0,428 \cdot 4,5 \cdot 2860,14) \cdot 10^{-3} = 123874,37 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год}$$

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

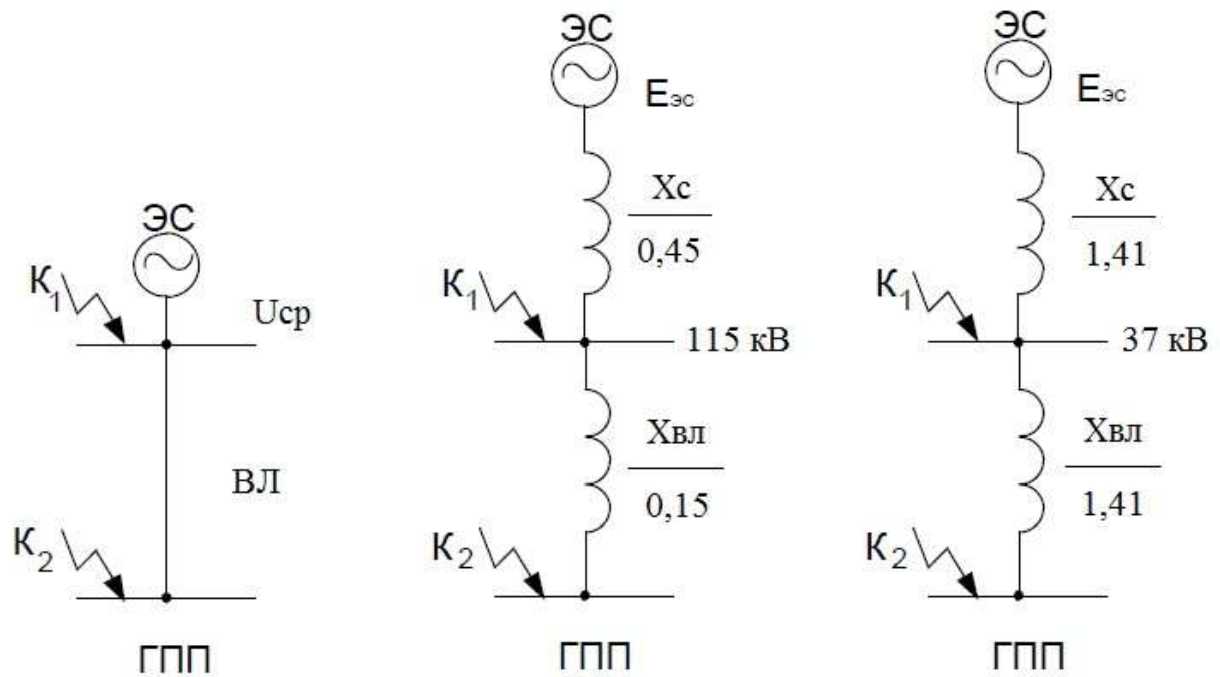


Рисунок 4.1 – Схема замещения сети предприятия

Сопротивление системы в относительных единицах согласно [4]

$$X_{с*} = \frac{S_{б}}{S_{кз}} \quad (4.9)$$

По (4.9):

Для сети 110 кВ:

$$X_{с*} = \frac{1000}{2200} = 0,45 \text{ о. е}$$

Для сети 35 кВ:

$$X_{с*} = \frac{1000}{710} = 1,41 \text{ о. е}$$

Сопротивление воздушной линии находится по формуле: [15]:

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

По (4.10):

Для сети 110 кВ:

$$X_{\text{ВЛ*}} = \frac{0,428 \cdot 4,5 \cdot 1000}{115^2} = 0,15 \text{ о. е}$$

Для сети 35 кВ:

$$X_{\text{ВЛ*}} = \frac{0,428 \cdot 4,5 \cdot 1000}{37^2} = 1,41 \text{ о. е}$$

Для определения токов КЗ используем формулу :

$$I_{\text{К1}} = I_{\text{по}} = \frac{I_6}{X_{\text{С*}}} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6 \cdot X_{\text{С*}}} \quad (4.11)$$

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

По (4.11):

Для сети 110 кВ:

$$I_{\text{К1}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 0,45} = 11,06 \text{ кА.}$$

Для сети 35 кВ:

$$I_{\text{К1}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37 \cdot 1,41} = 11,09 \text{ кА.}$$

Ток КЗ в точке 2 находится по формуле:

$$I_{\text{К2}} = I_{\text{по}} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6 \cdot (X_{\text{С*}} + X_{\text{ВЛ*}})} \quad (4.12)$$

По формуле (4.12):

Для сети 110 кВ:

$$I_{\text{К2}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot (0,45 + 0,15)} = 8,37 \text{ кА.}$$

Для сети 35 кВ:

$$I_{\text{К2}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot (1,41 + 1,41)} = 5,55 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания находится по формуле [15]:

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

где, K_y - ударный коэффициент. Согласно [15] 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:

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 1,72 \cdot 11,06 = 26,82 \text{ кА},$$

$$i_{уд2} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 8,37 = 21,26 \text{ кА}.$$

Для сети 35 кВ:

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 11,09 = 26,90 \text{ кА},$$

$$i_{уд2} = \sqrt{2} \cdot 1,71 \cdot 5,55 = 14,08 \text{ кА}.$$

Апериодическая составляющая тока КЗ находится по формуле [4]:

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

где T_a - постоянная времени затухания апериодической составляющей.

По [15] 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.

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[16]:

а) по номинальному напряжению:

$$U_c \leq U_{ном}, \quad (4.15)$$

б) по номинальному току:

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

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.133 ПЗ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		38

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

в) по номинальному току электродинамической стойкости

- симметричному:

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

- асимметричному:

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

г) по номинальному току отключения

- симметричному:

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

- асимметричному:

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

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

- по номинальному импульсу квадратичного тока (по термической стойкости)

$$W_k = I_{\text{п.t}}^2 \cdot (t_z + t_b + T_a) \leq W_{k \text{ доп}} = I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}, \quad (4.21)$$

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:

$$t_{\text{откл}} = t_{z,\text{min}} + t_{c,\text{в}} \quad (4.22)$$

где $t_{z,\text{min}}$ – минимальное время срабатывания защиты;

$t_{c,\text{в}}$ – собственное время срабатывания выключателя.

$$t_{\text{откл}} = 0,3 + 0,025 = 0,125 \text{ с.}$$

Значение апериодической составляющей тока КЗ в момент времени:

$$i_{a.t} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п}|0|} K_1 \cdot e^{-\frac{t_{\text{откл}}}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 11,06 \cdot e^{-\frac{0,325}{0,03}} = 0,00034 \text{ кА.}$$

где T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока при КЗ.

Нормированное значение аperiodической составляющей тока отключения для данного выключателя:

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

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

Проверим выключатель на термическую стойкость:

Тепловой импульс, выделяемый током КЗ:

$$W_k = I_{п|0|к1}^2 \cdot (t_z + t_{c.в.} + T_a) = 11,06 \cdot (0,3 + 0,025 + 0,03) = 10,39 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

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

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

$t_{тер}$ – 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	46,35	2500
Ток отключения, кА	11,06	40
Ток электродинамической стойкости, кА	26,82	102
Тепловой импульс, кА ² · с	43,41	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	46,35	1000
Ток электродинамической стойкости, кА	26,82	80
Тепловой импульс, кА ² · с	43,41	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 [16] 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	46,35	150/5
Ток электродинамической стойкости, кА	26,82	160
Тепловой импульс, кА ² · с	43,41	189

Выбираем выключатели: Намечаем к установке на вводе ГПП и в начале отходящих линий от подстанции энергосистемы выключатели типа ВГБЭ–35–

12,5/630 УХЛ1.[20] Это элегазовый баковый выключатель с трансформаторами тока.

Рабочий ток выключателя в наиболее утяжеленном режиме:

$$I_{\text{раб.мах}} = 145,66 \text{ А}$$

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:

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

$$i_{\text{а.т}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п|0|к1}} \cdot e^{-\frac{t_{\text{откл}}}{T_{\text{а}}}} = \sqrt{2} \cdot 11,09 \cdot e^{-\frac{0,34}{0,025}} = 0,00002 \text{ кА.}$$

Проверим выключатель на термическую стойкость:
Тепловой импульс, выделяемый током КЗ:

$$W_{\text{к}} = I_{\text{п|0|к1}}^2 \cdot (t_{\text{з}} + t_{\text{с.в.}} + T_{\text{а}}) = 11,09^2 \cdot (0,3 + 0,04 + 0,025) = 44,91 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

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

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	145,66	630
Ток отключения, кА	11,09	12,5
Ток электродинамической стойкости, кА	26,90	35
Тепловой импульс, кА ² · с	44,91	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 данные 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	145,66	1000
Ток электродинамической стойкости, кА	26,90	63
Тепловой импульс, кА ² · с	44,91	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 с номинальными напряжениями 35 и 110 кВ

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

$$Z_i = \sum_{i=1}^n E_i \cdot K_i + C_3 + Y, \quad (4.23)$$

где E_i- общие ежегодные отчисления от капитальных вложений:

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

где E_H- нормативный коэффициент эффективности; E_H = 0,1.

E_{oi}- расходы на обслуживание;

E_{ai}- отчисления на амортизацию;

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

C₃- стоимость годовых потерь электроэнергии;

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

Сумма капитальных затрат на элемент системы электроснабжения находится по формуле [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.; [22]

$K_{\text{дефл}}$ – коэффициент дефлятор, учитывающий отличие цен текущего года от уровня цен изложенных в приказе №10. Согласно, письма 32028-ПК/Д03 и [23]

$$K_{\text{дефл}} = 1,151;$$

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

Каждый приведенный УНЦ в [22] 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 [22] будем производить расчет капитальных затрат по отдельным элементам схемы внешнего электроснабжения. Произведем расчет элементов входящих в схему 110-3Н

- 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 [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:

$$E \cdot K = 0,213 \cdot 19232206,29 = 4096459,94 \text{ руб.}$$

Для сети с напряжением 35 кВ проводим расчеты таблично по аналогичным формулам:

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.133 ПЗ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

Таблица 4.6 – Капиталовложения на оборудование для схемы 110-3Н

№ 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	19232206,29	0,21	4096459,94
ИТОГО:					19232206,29		4096459,94
2 Разъединители 110 кВ							
И5-06-1..7	10,00	1,20	1,151	2735000,00	37776561,47	0,21	8046407,59
ИТОГО:					37776561,47		8046407,59
3 Силовой трансформатор 110/10 (16МВА)							
Т4-07-1..6	2,00	1,20	1,151	36657000,00	101263284,37	0,21	21569079,57
ИТОГО:					101263284,37		21569079,57
4 Воздушная линия 110 кВ							
УНЦ 110(150) Строительно-монтажные работы без опор и провода (двухцепная)							
Л1-04-1..4	4,50	1,20	1,151	3392000,00	21083050,61		-
УНЦ опор 110(150)							
Л2-04-1..4	4,50	1,20	1,151	3305000,000	20542300,20		-
УНЦ сталеалюминиевого провода (до 70 кв.мм)							
Л5-01	4,50	1,20	1,151	341000,00	2119493,00		-
ИТОГО:					43744843,81	0,15	6561726,57
5 УНЦ ИИК (измерительно-информационный комплекс) ПКУ с ТТ и ТН							
А1-08	2,00	1,20	1,151	4355000,00	12030488,13	0,21	2526402,51
ИТОГО:					12030488,13		2526402,51
ИТОГО по варианту схемы:					214047384,07		42800076,18

Таблица 4.7 – Капиталовложения на оборудование для схемы 35-3Н

№ 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	5856402,95	0,21	1247413,83
ИТОГО:					5856402,95		1247413,83
2 Разъединители 35 кВ							
И5-06-1..7	10,00	1,20	1,151	1273000,00	17583021,12	0,21	3745183,50
ИТОГО:					17583021,12		3745183,50
3 Силовой трансформатор 35/10 (16МВА)							
Т4-07-1..6	2,00	1,20	1,151	23169000,00	64003301,84	0,21	13632703,29
ИТОГО:					64003301,84		13632703,29
4 Воздушная линия 35 кВ							
УНЦ 35 Строительно-монтажные работы без опор и провода (двухцепная)							
Л1-03-1..4	4,50	1,20	1,151	2997000,00	18627919,42		-

окончание таблицы 4.7

№ Расценки УНЦ	Кол-во, шт (км)	НДС	Кдефл	УНЦ, Руб.	К, Руб.	Е	К*Е, Руб.
1	2	3	4	5	6	7	8
УНЦ опор 35							
ЛЗ-03-1..4	4,50	1,20	1,151	2270000,000	14109234,93		-
УНЦ сталеалюминиевого провода (70 кв.мм)							
Л5-01	4,50	1,20	1,151	341000,00	2119493,00		-
ИТОГО:					34856647,36	0,15	5228497,10
5 УНЦ ИИК (измерительно-информационный комплекс) ПКУ с ТТ и ТН							
А1-07	2,00	1,20	1,151	1456000,00	4022133,35	0,21	844648,00
ИТОГО:					4022133,35		844648,00
ИТОГО по варианту схемы:					126321506,61		24698445,72

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:

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

Для варианта схемы 110-3Н:

$$C_{\Delta W110.} = 5,9379 \cdot (231893,50 + 13473,79) = 1456966,463 \text{ тыс. руб}$$

Для варианта схемы 35-3Н:

$$C_{\Delta W35.} = 6,7682 \cdot (140160,00 + 123874,37) = 1787037,42 \text{ тыс. руб}$$

Далее сводим полученные величины затрат по вариантам в таблицу:

Таблица 4.8 – Сравнение вариантов схем 110-3Н и 35-3Н

Вариант схемы	Определяемые показатели				
	К*Е, Руб.	Потери ЭЭ, ΔW, кВт·ч/год	C'0, Руб/кВт·ч	Стоимость потерь ΔW, Руб.	Суммарные затраты, Руб.(к.3+к.5)
1	2	3	4	5	6
110-3Н	42800076,18	245367,30	5,9379	1456966,463	44257042,65
35-3Н	24698445,72	250999,01	6,7682	1787037,42	26736482,15

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

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

$$\delta P_W = 6843,36 \cdot 4000 \cdot (6,7682 - 5,9379) = 22728178,02 \text{ тыс. руб/год}$$

Принимая во внимание факт, величина платы за потребленную электроэнергию за год в варианте схемы 35-3Н дороже варианта схемы 110-3Н на 13,98 %. Поэтому в качестве схемы ГПП предприятия принимаем схему 110-3Н.

Вывод по разделу ВКР: Произведено сравнение схем с номинальными напряжениями 35 и 110 кВ. Выбран вариант со схемой 110 кВ.

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

- Питание трансформаторных подстанций будет производиться по магистральным схемам электроснабжения при условии, что [24] к одной магистрали могут быть подключены до трех трансформаторов мощность не более 2000 кВА..

На территории цеха компрессорной размещаются высоковольтные АД мощностью 400 кВт каждый. Для запуска каждого электродвигателя будет предусмотрен высоковольтный преобразователь.

5.3 Конструктивное выполнение электрической сети 10 кВ

Электрическую сеть 10 кВ выполняем по средствам кабельных линий, соединяющих отдельно стоящие цеховые трансформаторные подстанции и шины 10 кВ расположенные в здании ЗРУ ГПП. Кабели 10 кВ укладываются в траншею в землю при этом в одной траншее может быть не более 6 кабелей. Часть трасс кабельных линий проходящих по территории цехов укладывается в лотки. Для сети 10 кВ использованы кабели ААШв, для сети 0,4 кВ кабели АВБбШв [25,26]

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:

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

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

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.133 ПЗ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48

путем суммирования расчетных нагрузок соответствующих трансформаторов, питающихся по данному участку магистральной линии:

Сечение кабельной линии, определяемое по экономической плотности тока:

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{\text{р.кл}}}{j_{\text{э}}} \quad (5.2)$$

где $j_{\text{э}}$ – экономическая плотность тока, зависящая от типа кабеля и продолжительности использования максимума нагрузки (согласно [15] равна 1,4 при экономической плотности тока для кабелей ПВХ изоляцией и алюминиевыми жилами пропитанными нестекающими массами при числе часов использования максимума нагрузки $T_{\text{м}} = 4500$ ч/год.)

Допустимый ток кабеля с учетом условий его прокладки:

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

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

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

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

Допустимая перегрузка кабеля в послеаварийном режиме:

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

где $k_{\text{ав}}$ – коэффициент перезагрузки.

Потеря напряжения в кабельной линии:

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

где $P_{\text{р}}$, $Q_{\text{р}}$ – расчетные активная и реактивная нагрузки;

x_0 , r_0 – удельные индуктивное и активное сопротивления кабеля

Вывод по разделу ВКР: Выполнен расчет питающих КЛ 10 и 0,4 кВ задействованных в схеме электроснабжения предприятия.

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.133 ПЗ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49

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

N п/п	Конечные пункты кабельной линии		Pp+ΔPтр, кВт	Q1+ΔQтр, кВАр	Spк,кВ А	Iрк, А	Iрк/пкл, А	Fэ, мм2	Fнорм., мм2	Тип кабеля	Количество	Способ прокладки	Нагрузка на кабель		Iдоп*, А	Кп**	Kт***, о.е.	Гдоп, А	Кав	Γав, 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)	ТП6	1097,71	744,28	1326,2	76,7	38,3	54,8	50	ААШв	2	в траншее	38,3	76,7	140	0,900	0,970	122,2	1,25	152,78	0,063	0,64	0,09	0,02424
2		ТП6	501,30	449,34	673,2	38,9	19,5	27,8	35	ААШв	2	в траншее	19,5	38,9	115	0,900	0,970	100,4	1,25	125,49	0,128	0,92	0,09	0,03210
3	ЗРУ (ГПП)	ТП5	766,90	662,05	1013,1	58,6	29,3	41,8	50	ААШв	2	в лотке	29,3	58,6	105	1,000	1,000	105,0	1,25	131,25	0,120	0,64	0,09	0,03302
4		ТП5	476,38	412,44	630,1	36,4	18,2	26,0	35	ААШв	2	в траншее	18,2	36,4	115	0,900	0,970	100,4	1,25	125,49	0,163	0,92	0,09	0,03874
5	ЗРУ (ГПП)	ТП4	1677,10	859,10	1884,3	108,9	54,5	77,8	70	ААШв	2	в лотке	54,5	108,9	130	1,000	1,000	130,0	1,25	162,50	0,260	0,46	0,09	0,11034
6		ТП4	661,86	677,41	947,1	54,7	27,4	39,1	35	ААШв	2	в траншее	27,4	54,7	115	0,900	0,970	100,4	1,25	125,49	0,212	0,92	0,09	0,07101
7	ЗРУ (ГПП)	ТП7	742,39	601,22	955,3	55,2	27,6	39,4	35	ААШв	2	в лотке	27,6	55,2	80	1,000	1,000	80,0	1,25	100,00	0,395	0,92	0,09	0,14558
8		ТП7	420,68	373,58	562,6	32,5	16,3	23,2	35	ААШв	2	в лотке	16,3	32,5	80	1,000	1,000	80,0	1,25	100,00	0,145	0,92	0,09	0,03050
9	ЗРУ (ГПП)	ТП8	1761,09	1281,70	2178,1	125,9	63,0	89,9	95	ААШв	2	в лотке	63,0	125,9	155	1,000	1,000	155,0	1,25	193,75	0,215	0,34	0,08	0,07539
10		ТП8	651,4	541,1	846,8	48,9	24,5	35,0	35	ААШв	2	в лотке	24,5	48,9	80	1,000	1,000	80,0	1,25	100,00	0,191	0,92	0,09	0,06188
Электроприемники 10 кВ																								
11	ЗРУ (ГПП)	АД1	400,0	300,0	500,0	28,9	28,9	20,6	25	ААШв	1	в траншее	28,9	-	90	0,750	0,970	65,5	1,25	81,84	0,324	1,28	0,09	0,17464
12	ЗРУ (ГПП)	АД2	400,0	300,0	500,0	28,9	28,9	20,6	25	ААШв	1	в траншее	28,9	-	90	0,750	0,970	65,5	1,25	81,84	0,314	1,28	0,09	0,16925
13	ЗРУ (ГПП)	АД3	400,0	300,0	500,0	28,9	28,9	20,6	25	ААШв	1	в траншее	28,9	-	90	0,750	0,970	65,5	1,25	81,84	0,304	1,28	0,09	0,16386
14	ЗРУ (ГПП)	АД4	400,0	300,0	500,0	28,9	28,9	20,6	25	ААШв	1	в траншее	28,9	-	90	0,750	0,970	65,5	1,25	81,84	0,294	1,28	0,09	0,15847
Для низковольтных распределительных пунктов																								
15	ТП1	НРП1	93,5	94,6	133,0	192,2	192,2	137,3	150	АВБбШв	1	в траншее	192,2	-	308	1,00	0,970	299,0	1,15	297,80	0,085	0,21	0,06	1,34418
16	ТП2	НРП2	87,8	56,2	104,2	150,6	150,6	107,6	95	АВБбШв	1	в траншее	150,6	-	235	1,00	0,970	227,6	1,15	226,41	0,082	0,34	0,06	1,70244
17	ТП5	НРП3	125,9	94,4	157,3	227,4	227,4	162,4	150	АВБбШв	1	в лотке	227,4	-	308	1,00	1,000	308,2	1,15	307,05	0,027	0,21	0,06	0,54164
18		НРП4	25,6	21,3	33,3	48,1	48,1	34,4	35	АВБбШв	1	в лотке	48,1	-	129	1,00	1,000	128,8	1,15	127,65	0,050	0,92	0,06	0,77497
19	ТП7	НРП5	107,6	67,5	127,0	183,5	183,5	131,1	150	АВБбШв	1	в лотке	183,5	-	308	1,00	1,000	308,2	1,15	307,05	0,067	0,21	0,06	1,11530
20	ТП10	НРП6	32,6	28,6	43,3	62,6	62,6	44,7	50	АВБбШв	1	в лотке	62,6	-	161	1,00	1,000	161,0	1,15	159,85	0,114	0,64	0,06	1,60686
21	ТП9	НРП7	34,0	31,7	46,4	67,1	67,1	47,9	50	АВБбШв	1	в лотке	67,1	-	161	1,00	1,000	161,0	1,15	159,85	0,052	0,64	0,06	0,76813
22		НРП8	129,9	121,8	178,1	257,4	257,4	183,8	185	АВБбШв	1	в лотке	257,4	-	354	1,00	1,000	354,2	1,15	353,05	0,052	0,17	0,06	0,95542
*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 Кп берется для количества кабелей проложенных в траншее для расстояния в свету 100 мм согласно Таблицы 1.3.26 ПУЭ																								
***Величина Kт 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.[14] 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 мероприятий или аварийного ремонта и включены секционные выключатели 10 кВ ГПП, все электроприёмники питаются от одного трансформатора. Фрагмент

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.133 ПЗ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.№	Подпись	Дата		51

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.

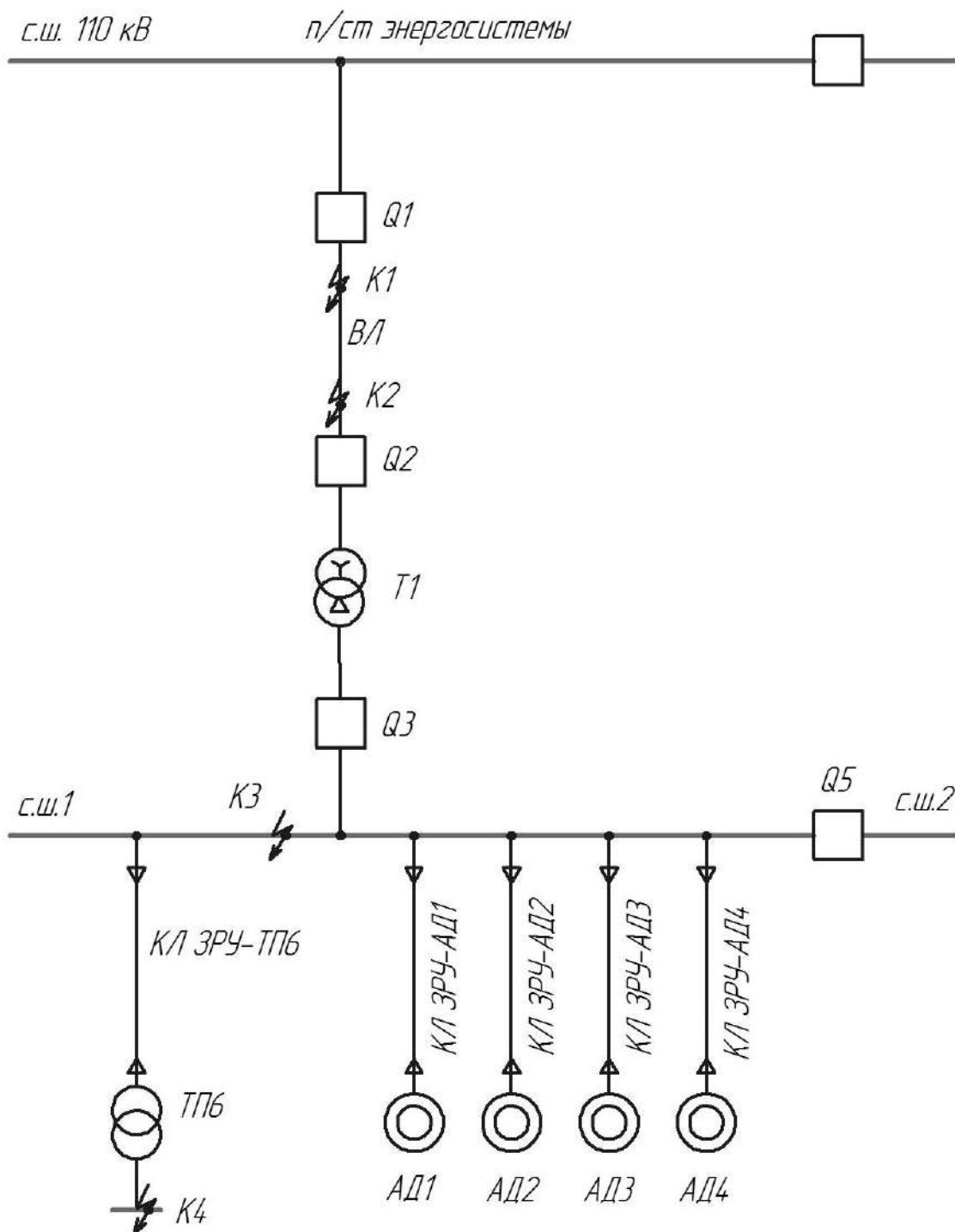


Рисунок 6.1 – Схема электроснабжения для расчета токов КЗ

Для определения токов КЗ рассматриваем наиболее тяжелый режим.

Изм.	Лист	№ докум. №	Подпись	Дата

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 К3 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.

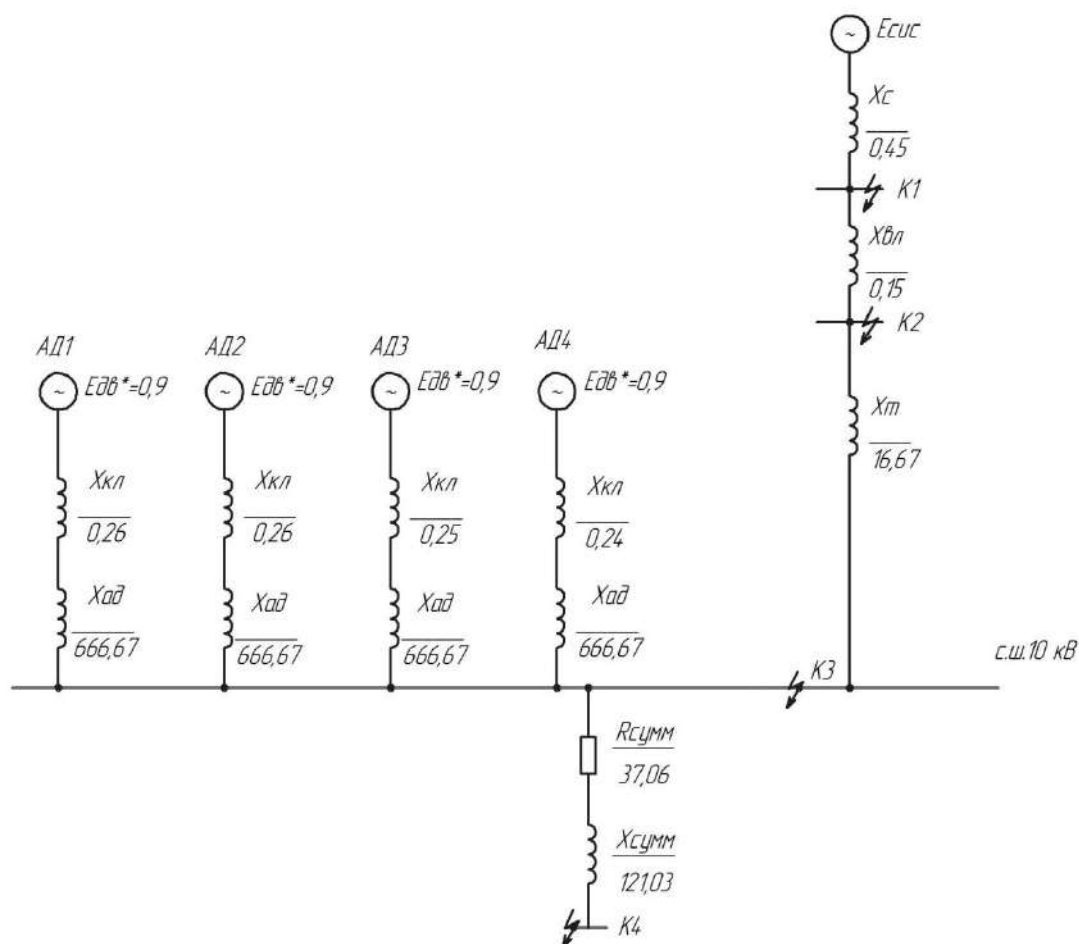


Рисунок 6.2 – Схема замещения для расчета токов КЗ

Определим токи КЗ в точках К3:

Сопротивление трансформатора на ГПП [4]:

$$X_T = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{НОМ.ГПП}}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{6,3} = 16,67 \text{ о.е.}$$

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 асинхронных электродвигателей учтем что все электродвигатели объединены в ветвь имеющие одинаковую мощностью,но разную длину кабельных линий. Для определения индуктивного сопротивления линий используем формулу, приведенную ранее и расчет произведем таблично и сведем в:

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

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)	АД1	0,324	0,090	0,029	0,26	1
ЗРУ (ГПП)	АД2	0,314	0,090	0,028	0,26	1
ЗРУ (ГПП)	АД3	0,304	0,090	0,027	0,25	1
ЗРУ (ГПП)	АД4	0,294	0,090	0,026	0,24	1

Пример расчета сопротивление кабельной линий ЗРУ(ГПП) – АД1:

$$X_{\text{кЛГПП-ад1*}} = \frac{1}{1} \cdot \frac{0,08 \cdot 0,105 \cdot 1000}{10,5^2} = 0,08 \text{ о.е.}$$

Для асинхронных электродвигателей:

$$X_{\text{ад*}} = \frac{1}{K_{\text{п}}} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{НОМ}}}, \quad (6.2)$$

где K_п –кратность пускового тока АД (принимает равную 3 пуск через ПЧ);

S_{НОМ} –номинальная полная мощность АД, кВА;

$$S_{\text{НОМ}} = \frac{P_{\text{НОМ}}}{\cos\varphi_{\text{НОМ}} \cdot \eta_{\text{НОМ}}}, \quad (6.3)$$

Приведем пример расчета для АД1:

$$S_{\text{НОМ.ад1}} = \frac{400 \cdot 10^3}{0,93 \cdot 0,83} = 500 \text{ кВА.}$$

$$X_{\text{ад1*}} = \frac{1}{5} \cdot \frac{1000 \cdot 10^6}{500 \cdot 10^3} = 400 \text{ о. е}$$

Для остальных АД величины реактивных сопротивлений аналогичны и приведены в таблице как для одного АД:

Таблица 6.2 – Расчет реактивного сопротивления АД

Двигатель	Кп	Sб, МВА	SНОМ	cosφ	η	Xсд, о.е.
АД1-4	5	1000	500	0,86	0,93	400,00

Для преобразования ветви содержащей 4 АД одинаковой мощности произведем сложение сопротивлений участков кабельных линий и сопротивлений электродвигателей для последовательного и параллельного соединения сопротивлений.

Суммарное сопротивление для одного АД и питающей его КЛ:

$$X_{\Sigma\text{кл-ад1}} = X_{\text{клГПП-ад1*}} + X_{\text{ад1*}} = 0,26 + 400 = 400,26 \text{ о. е}$$

Сопротивление ветви:

$$\frac{1}{X_{\text{вет.}}} = \frac{1}{X_{\text{клГПП-ад1*}}} + \frac{1}{X_{\text{клГПП-ад2*}}} + \frac{1}{X_{\text{клГПП-ад3*}}} + \frac{1}{X_{\text{клГПП-ад4*}}}$$

$$\frac{1}{X_{\text{вет.}}} = \frac{1}{400,26} + \frac{1}{400,25} + \frac{1}{400,24} + \frac{1}{400,24}$$

$$\frac{1}{X_{\text{вет.}}} = 0,0060 \text{ о. е}$$

$$X_{\text{вет.}} = \frac{1}{0,01} = 100,06 \text{ о. е}$$

Далее расчеты сводим в таблицу 6.3

Таблица 6.3 - Расчет реактивных сопротивлений КЛ-СД

Источник	Приемник	X_i , о.е.	$X_{ад}$, о.е.	$X_{\Sigma ад-кл}$, о.е.	$1/X_{\Sigma ад-кл}$, о.е.	$X_{ветви}$, о.е.
ЗРУ (ГПП)	АД1	0,26	400,00	400,264	0,0025	100,06
ЗРУ (ГПП)	АД2	0,26	400,00	400,256	0,0025	
ЗРУ (ГПП)	АД3	0,25	400,00	400,248	0,0025	
ЗРУ (ГПП)	АД4	0,24	400,00	400,240	0,0025	

Также произведем расчет суммарного сопротивления от системы до точки КЗ:

$$X_{сис.сумм} = X_c + X_{вл} + X_T = 0,45 + 0,15 + 16,67 = 17,27 \text{ о.е.}$$

Согласно методике расчёта ЭДС системы принимаю равным 1, ЭДС асинхронных двигателей 0,9.

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

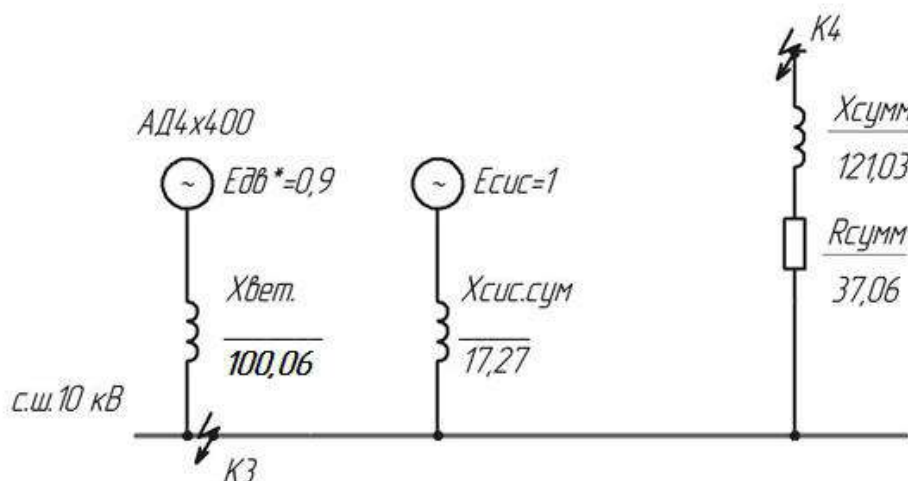


Рисунок 6.3 - Схема замещения для определения тока КЗ в точке КЗ
Точка КЗ:

Определим величину базисного тока:

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б} = \frac{1000 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3} = 55,05 \text{ кА}$$

Определим величину тока подпитки КЗ от энергосистемы:

$$I_{КЗсис} = \frac{E_{сис}}{X_{сис}} \cdot I_б = \frac{1,00}{17,27} \cdot 55,05 = 3,19 \text{ кА}$$

Определим величину тока подпитки КЗ от ветвей содержащих АД:

$$I_{ад400} = \frac{E_{дв}}{X_{вет.1}} \cdot I_6 = \frac{0,9}{100,06} \cdot 55,05 = 0,50 \text{ кА}$$

$$I_{КЗ п |0|}^{(3)} = I_{КЗсис} + \sum_{i=1}^n I_{ад} \quad (6.4)$$

Ток КЗ в точке КЗ:

$$I_{КЗ п |0|}^{(3)} = 3,19 + 0,5 = 3,69 \text{ кА}$$

Апериодическая составляющая тока КЗ в точке КЗ:

$$i_{а КЗ} = \sqrt{2} \cdot I_{КЗ п |0|}^{(3)} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}} + \sum_{i=1}^n \sqrt{2} \cdot I_{КЗ.ад}^{(3)} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}} \quad (6.5)$$

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

$t = 0,01$ с – в данный момент наибольшее значение апериодической составляющей тока КЗ.[14]

$$i_{а КЗ} = \sqrt{2} \cdot 3,19 \cdot e^{-\frac{0,01}{0,05}} + \sqrt{2} \cdot 0,5 \cdot e^{-\frac{0,01}{0,032}} = 3,68 + 0,51 = 4,19 \text{ кА}$$

Ударный ток КЗ:

$$i_{у КЗ} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{КЗ п |0|}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 3,69 = 9,365 \text{ кА}$$

Мощность короткого замыкания:

$$S_{КЗ}^3 = \sqrt{3} \cdot U_{ср} \cdot I_{КЗп0} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 3,69 = 67,03 \text{ МВА}$$

Точка К4:

$$X_{сис.сумм} = 17,27 \text{ о.е.}$$

Для расчета тока КЗ на выводах НН трансформатора ТП6:

В относительных единицах индуктивное и активное сопротивление КЛ ЗРУ-ТП6:

$$X_{ЗРУ-ТП6} = \frac{1}{n} \cdot x_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{ср}^2}, \quad (6.6)$$

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.133 ПЗ.ВКР	Лист
						57
Изм.	Лист	№ докум.№	Подпись	Дата		

$$R_{ЗРУ-ТП6} = \frac{1}{n} \cdot r_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{cp}^2},$$

где n – количество кабелей запутывающих ТП.

По (6.5):

$$X_{ЗРУ-ТП6} = \frac{1}{2} \cdot 0,09 \cdot 0,063 \cdot \frac{1000 \cdot 10^6}{(10,5 \cdot 10^3)^2} = 0,025 \text{ о. е.}$$

$$R_{ЗРУ-ТП6} = \frac{1}{2} \cdot 0,64 \cdot 0,063 \cdot \frac{1000 \cdot 10^6}{(10,5 \cdot 10^3)^2} = 0,18 \text{ о. е.}$$

Используя ранее полученные данные о трансформаторе ТП6:

$$R_{ТП6} = \frac{5,9 \cdot 10^3 \cdot 1000 \cdot 10^6}{(400 \cdot 10^3)^2} = 36,88 \text{ о. е.};$$

$$Z_{ТП6} = \frac{4,5 \cdot 1000 \cdot 10^6}{100 \cdot 400 \cdot 10^3} = 112,50 \text{ о. е.};$$

$$X_{ТП6} = \sqrt{112,50^2 - 36,88^2} = 106,28 \text{ о. е.};$$

Суммарное активное сопротивление сети от энергосистемы до шин НН ТП6:

$$R_{\Sigma} = R_{ЗРУ-ТП6} + R_{ТП6} = 0,18 + 36,88 = 37,06 \text{ о. е.}$$

$$X_{\Sigma} = X_{\text{сис.сумм}} + X_{ЗРУ-ТП6} + X_{ТП6} = 17,27 + 0,025 + 106,28 = 123,58 \text{ о. е.}$$

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{37,06^2 + 123,58^2} = 129,01 \text{ о. е.};$$

Мощность КЗ в точке К4:

$$S_{кз4} = \frac{S_6}{Z_{\Sigma}} \quad (6.7)$$

По формуле (6.6):

$$S_{кз4} = \frac{1000 \cdot 10^6}{129,01} = 7,75 \text{ МВА}$$

Величина тока КЗ:

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.133 ПЗ.ВКР	Лист
						58
Изм.	Лист	№ докум.№	Подпись	Дата		

$$I_{K3 \text{ п } |0|}^{(4)} = \frac{S_{K34}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}} \quad (6.8)$$

$$I_{K3 \text{ п } |0|}^{(4)} = \frac{7,75 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 400} = 11,21 \text{ кА}$$

Тогда величина ударного тока:

$$i_{y \text{ КЗ}} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{K3 \text{ п } |0|}^{(4)} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 11,21 = 25,28 \text{ кА}$$

Рассчитанные токи КЗ сводим в таблицу 6.4

Таблица 6.4 – Полученные расчетные токи и мощности КЗ

Расчетная точка	Среднее напряжение расчетной точки	Расчетные величины		
		$I_{п}$, кА	$I_{уд}$, кА	$S_{кз}$, МВА
К1	115	11,06	26,82	2200
К2	115	8,37	21,26	1665
К3	10,5	3,69	9,365	67,03
К4	0,4	11,21	25,28	7,75

6.2 Выбор электрооборудования и электрических аппаратов 10 кВ

В данном разделе произведем выбор силового электрооборудования для напряжения 10 кВ

6.2.1 Выбор токопровода

Произведем выбор токопровода, соединяющего трансформаторы ГПП с ячейками РУ НН ГПП. Согласно [16] 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 [27]

Проверим данный токопровод:

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

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

$$I_{\max,p} = \frac{1,4 \cdot S_{T,ГПП}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} \quad (6.9)$$

$$I_{\max,p} = \frac{1,4 \cdot 6300}{\sqrt{3} \cdot 10} = 509,83 \text{ A}$$

По условию:

$$509,83 \text{ A} \leq 1600 \text{ A};$$

- По асимметричному току электродинамической стойкости:

Согласно [16] выбор электрооборудования схемы внутреннего электроснабжения 10 кВ производится по току КЗ в точке КЗ. Согласно Таблицы 6.4, ударный ток в точке КЗ: $i_{уд,КЗ} = 10,25 \text{ кА}$

По условию:

$$10,25 \text{ кА} \leq 81 \text{ кА}.$$

- По термической стойкости к току КЗ.

Время действия защиты, установленной на вводном выключателе РУ НН ГПП $t_z = 2,1 \text{ с}$. Собственное время отключения вводного выключателя РУ НН ГПП (см. ниже) $t_c = 0,05 \text{ с}$. Постоянная времени затухания апериодической составляющей согласно [14] $T_a = 0,05 \text{ с}$.

Начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ в точке КЗ: $I_{п0} = 4,04 \text{ кА}$

По условию

$$3,49^2 \cdot (2,1 + 0,05 + 0,05) = 27,70 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

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.

6.2.2 Выбор комплектных распределительных устройств (КРУ) 10 кВ

Комплектное распределительное устройство КРУ-СЭЩ-70 предназначено для приема и распределения электрической энергии переменного трехфазного тока с частотой 50 Гц с различными номинальными значениями напряжения и тока.

Комплектное распределительное устройство (КРУ) - распределительное устройство, собранное из типовых унифицированных блоков (ячеек) высокой степени готовности, собранных в заводских условиях. Распределительное

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.133 ПЗ.ВКР	Лист
						60
Изм.	Лист	№ докум.№	Подпись	Дата		

устройство содержит набор коммутационных аппаратов, сборные и соединительные шины, вспомогательные устройства, РЗА и средства учёта и измерения.[28]



Рисунок 6.4 – Внешний вид КРУ СЭЩ -70

6.2.2 Выбор вводных выключателей

К установке в качестве вводного выключателя РУ НН ГПП намечается выключатель ВВУ-СЭЩ-Э-10-20/1000 [29]. 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 выборе по току учитываем ранее рассчитанную величину $I_{\max,p}$

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

Условия выбора	Расчетные параметры цепи	Каталожные данные аппарата
$U_c \leq U_{н\prime}$	10 кВ	10 кВ
$I_{\text{раб.утяж}} \leq I_{н\prime}$	509,83 А	1000 А
$I_{п0} \leq I_{\text{отк}\prime}$	3,49 кА	20 кА
$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин.макс}\prime}$	8,85 кА	51 кА
$B_k = I_{п0}^2 \cdot (t_z + t_c + T_a) \leq$ $\leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = B_{\text{к.доп}\prime}$	27,70 кА ² · с	4800 кА ² · с

6.2.3 Выбор трансформаторов тока

Согласно [16] 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-5/10/15-600/5с коэффициентом трансформации 600/5 [30] 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
$U_c \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{\text{раб.утяж}} \leq I_H$	509,83А	600 А
$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин.макс}}$	8,85 кА	100 кА
$B_k = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_z + t_c + T_a) \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = B_{\text{к,доп}}$	27,70 кА ² · с	4800 кА ² · с

Расчет для всех присоединений в КРУ-СЭЩ-70 ГПП аналогичен приведенному в таблице 6.6, поэтому сведем полученные расчетные данные в таблицу 6.8

6.2.4 Выбор измерительных приборов на присоединениях 10 кВ

Согласно [31] на подстанциях 35 кВ на стороне НН трансформатора устанавливаются амперметр, счетчики активной и реактивной энергии. В КРУ установлен амперметр/вольтметр модели ЩМ120

Так же в ячейках КРУ-СЭЩ устанавливается счетчик (активной и реактивной энергии) СЭТ-4ТМ [32].

Исходя из условного обозначения трансформатора тока ТОЛ-СЭЩ-10-11-0,5/10Р-10/15-600/5 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:

$$Z_{2\text{доп}} = \frac{S_{2\text{ном}}}{(I_{2\text{ном}})^2}, \quad (6.10)$$

где $I_{2\text{ном}}$ - номинальное значение тока вторичной обмотки ТТ. $I_{2\text{ном}} = 5 \text{ А}$ [30].

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

По формуле (6.9):

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

Согласно [31] допустимое сопротивление соединительных проводов находится по формуле:

$$Z_{\text{пр}} = Z_{2\text{доп}} - Z_{\text{приб}} - Z_{\text{к}}, \quad (6.11)$$

где $Z_{\text{к}}$ – переходное сопротивление контактов, равное 0,05 –при подключении 2-3 приборов к обмотке трансформатора тока, Ом. [8]

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

$$Z_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{(I_{2\text{ном}})^2}, \quad (6.12)$$

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

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

- 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 [31]:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}}, \quad (6.13)$$

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 [16]:

$l_{\text{расч}} = 1 \cdot l$, где, l – длина соединительных проводов от обмотки трансформатора

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.133 ПЗ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.№	Подпись	Дата		64

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	Та, 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- ТР-Рс.ш.1,3	секция 1,3	10	254,91	509,83	3,49	2,1	0,055	0,125	8,85	27,70	20	51	1200	ВВУ-СЭЩ-Э-10-20/1000	100	4800	ТОЛ-СЭЩ-10-11-0,2s/0,5/10P-5/10/15-600/5 У2	
ГПП секция с.ш. 10 кВ	межсекц. выкл.		254,91	509,83		1,8								24,05	ВВУ-СЭЩ-Э-10-20/1000	100	4800	ТОЛ-СЭЩ-10-11-0,2s/0,5/10P-5/10/15-600/5 У2
ЗРУ (ГПП)	ТП6		16,18	32,37		0,9								13,12	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)	ТП5		10,12	20,23		0,9								13,12	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)	ТП4		25,49	50,98		0,9								13,12	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)	ТП7		10,12	20,23		0,9								13,12	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)	ТП8		32,37	64,74		0,9								13,12	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)	АД1		28,87	-		0								2,19	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)	АД2		28,87	-		0								2,19	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)	АД3		28,87	-		0								2,19	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)	АД4		28,87	-		0								2,19	ВВУ-СЭЩ-П-10-20/630	40	768	ТОЛ-СЭЩ-10-11-0,2s/0,5/10P-5/10/15-100/5 У3

Таблица 6.9 – Выбор выключателей на вводе цеховых подстанций

Наименование подстанции		Uном, кВ	Нагрузка на кабель		Iп0, кА	tз, сек	tс, сек	Та, 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	
ТП1	630	10	25,49	50,98	3,49	0,5	0,055	0,125	8,85	8,26	20	50	1200	ВВУ-СЭЩ-П-10-20/630
ТП2	400		16,18	32,37										ВНА-СЭЩ-П-10-20/630
ТП3	400		16,18	32,37										ВВУ-СЭЩ-П-10-20/630
ТП4	630		25,49	50,98										ВНА-СЭЩ-П-10-20/630
ТП5	250		10,12	20,23										ВВУ-СЭЩ-П-10-20/630
ТП6	400		16,18	32,37										ВНА-СЭЩ-П-10-20/630
ТП7	250		10,12	20,23										ВВУ-СЭЩ-П-10-20/630
ТП8	800		32,37	64,74										ВНА-СЭЩ-П-10-20/630
ТП9	400		16,18	32,37										ВВУ-СЭЩ-П-10-20/630
ТП10	630		25,49	50,98										ВНА-СЭЩ-П-10-20/630

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

тока до приборов. Для подключений 10 кВ $l=45$ м [16]. Таким образом $I_{расч} = 1 \cdot 45 = 45$ 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 мм². [16].

6.2.5 Выбор трансформаторов тока нулевой последовательности и трансформаторов напряжения

В начале всех кабельных линий устанавливаются трансформаторы тока нулевой последовательности ТЗЛК [28]. Данные трансформаторы необходимы для обнаружения КЗ на землю в кабельных линиях

Произведем выбор трансформаторов напряжения, подключенных к секциям шин 10 кВ ГПП.

В качестве трансформаторов напряжения, установленных на шинах 10 кВ, примем трансформаторы напряжения НАЛИ-СЭЩ-10 [33]. Согласно [16] 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 активной и реактивной энергии. На стороне НН трансформаторов собственных нужд устанавливаются счетчики активной энергии. На вторичных цепях трансформатора напряжения секций шин 10 кВ необходимо установить вольтметр для измерения междуфазного напряжения и вольтметр с переключением для измерения трех фазных напряжений. Как и раньше, в

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.133 ПЗ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

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.

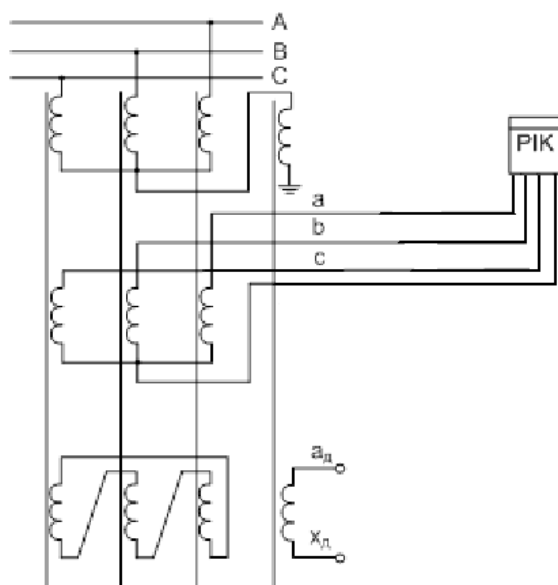


Рисунок 6.5 – Схема подключения приборов к трансформатору напряжения

Таблица 6.10 - 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	
							Р, Вт	QВАр
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:

$$S_{\Sigma} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2} \quad (6.14)$$

По данным таблицы 6.9 и формуле (6.14):

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

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

6.2.6 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.

$$S_{\text{ТСН}} = 0,001 \cdot 6300 = 6,3 \text{ кВА}$$

Трансформатор серии ТЛС-СЭЩ для КРУ-СЭЩ 70 выпускается на мощности 25, 40 и 63 кВА.

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.133 ПЗ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68

По полученной мощности и согласно ГОСТированной линейки мощности выбираем трансформатор собственных нужд ТЛС-СЭЩ-25-10/0,4, [33] 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 каждой КТП. Выбор вакуумных выключателей автогазовых выключателей [34] в ячейках КСО обусловлен величинами периодической составляющей тока КЗ и величиной ударного тока. Выбор выключателей сведем в таблицу 6.11

6.2.7 Проверка на термическую стойкость КЛ 10 кВ

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

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

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-ТП (магистральное подключение) $t_3 = 0,8$ с

- ГПП-АД $t_3 = 0$ 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 магистральных подключений ЗРУ-ТП:

$$B_K = 4,04^2 \cdot (0,8 + 0,05 + 0,125) = 15,91 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$F_{т.с} = \frac{\sqrt{15,91 \cdot 10^6}}{95} = 41,98 \text{ мм}^2$$

Для АД:

$$B_K = 4,04^2 \cdot (0 + 0,05 + 0,125) = 2,85 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$F_{т.с} = \frac{\sqrt{2,85 \cdot 10^6}}{95} = 17,77 \text{ мм}^2$$

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.133 ПЗ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		69

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

На магистральных подключениях увеличиваем сечение КЛ до 50 мм²

6.2.8 Выбор высоковольтного преобразователя частоты для пуска асинхронных ЭД 10 кВ

Высоковольтные векторные частотные преобразователи прямого включения (12-ти пульсная схема), для высоковольтных асинхронных электродвигателей с уровнем напряжения питания 3000 В / 6000 В / 10000 В, способных работать как в разомкнутых, так и в замкнутых по скорости электродвигателя системах.

Частотные преобразователи СТА-В9.HVI поддерживают 3 режима управления электродвигателем: векторное управление в разомкнутой по скорости электродвигателя системе, векторное управление в замкнутой по скорости электродвигателя системе (с энкодером), скалярное управление U/f в разомкнутой по скорости электродвигателя системе. Выбираем ПЧ по номинальной мощности и номинальному напряжению электродвигателя. [35]

Вывод по разделу ВКР: Выполнен расчет токов КЗ и выбрано электрооборудование внутризаводской схемы электроснабжения.

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.133 ПЗ.ВКР	Лист
						70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 6.11 – КЛ 10 кВ измененные под термически устойчивое сечение

N п/п	Конечные пункты кабельной линии		Pp+ΔPтр, кВт	Q1+ΔQтр, кВАр	Spк,кВ А	Iрк, А	Iрк/пкл, А	Fэ, мм ²	Fнорм., мм ²	Тип кабеля	Количество	Способ прокладки	Нагрузка на кабель		Iдоп*, А	Kп**	Kт***, о.е.	Γ доп, А	Kав	Γ ав, А	I, 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)	ТП6	1097,71	744,28	1326,2	76,7	38,3	54,8	50	ААШв	2	в траншее	38,3	76,7	140	0,900	0,970	122,2	1,25	152,78	0,063	0,64	0,09	0,02424
2		ТП6	501,30	449,34	673,2	38,9	19,5	27,8	50	ААШв	2	в траншее	19,5	38,9	140	0,900	0,970	122,2	1,25	152,78	0,128	0,64	0,09	0,02312
3	ЗРУ (ГПП)	ТП5	766,90	662,05	1013,1	58,6	29,3	41,8	50	ААШв	2	в лотке	29,3	58,6	105	1,000	1,000	105,0	1,25	131,25	0,120	0,64	0,09	0,03302
4		ТП5	476,38	412,44	630,1	36,4	18,2	26,0	50	ААШв	2	в траншее	18,2	36,4	140	0,900	0,970	122,2	1,25	152,78	0,163	0,64	0,09	0,02787
5	ЗРУ (ГПП)	ТП4	1677,10	859,10	1884,3	108,9	54,5	77,8	70	ААШв	2	в лотке	54,5	108,9	130	1,000	1,000	130,0	1,25	162,50	0,260	0,46	0,09	0,11034
6		ТП4	661,86	677,41	947,1	54,7	27,4	39,1	50	ААШв	2	в траншее	27,4	54,7	140	0,900	0,970	122,2	1,25	152,78	0,212	0,64	0,09	0,05136
7	ЗРУ (ГПП)	ТП7	742,39	601,22	955,3	55,2	27,6	39,4	50	ААШв	2	в лотке	27,6	55,2	105	1,000	1,000	105,0	1,25	131,25	0,395	0,64	0,09	0,10453
8		ТП7	420,68	373,58	562,6	32,5	16,3	23,2	50	ААШв	2	в лотке	16,3	32,5	105	1,000	1,000	105,0	1,25	131,25	0,145	0,64	0,09	0,02196
9	ЗРУ (ГПП)	ТП8	1761,09	1281,70	2178,1	125,9	63,0	89,9	95	ААШв	2	в лотке	63,0	125,9	155	1,000	1,000	155,0	1,25	193,75	0,215	0,34	0,08	0,07539
10		ТП8	651,4	541,1	846,8	48,9	24,5	35,0	50	ААШв	2	в лотке	24,5	48,9	105	1,000	1,000	105,0	1,25	131,25	0,191	0,64	0,09	0,04446

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

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:

- 25 мм² – 0,62 А/км
- 50 мм² – 0,77 А/км
- 70 мм² – 0,9 А/км
- 95 мм² – 1,0 А/км [26]

Суммарные длины кабелей с генплана завода:

- 25 мм² – 1,236 км
- 50 мм² – 2,834 км
- 70 мм² – 0,520 км
- 95 мм² – 0,430 км

Тогда:

$$I_{3.C} = 1,1 \cdot (0,62 \cdot 1,236 + 0,77 \cdot 2,834 + 0,9 \cdot 0,520 + 1,0 \cdot 0,430) = 4,23 \text{ А}$$

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: Определена величина емкостного тока замыкания в схеме предприятия, выбраны режимы работы нейтрали.

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.133 ПЗ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		72

8 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

8.1 Составление исходной схемы расчета

Так как на рассматриваемом предприятии в качестве трансформаторов ГПП выбраны трансформаторы с расщепленной обмоткой, то 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 [36]. 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.

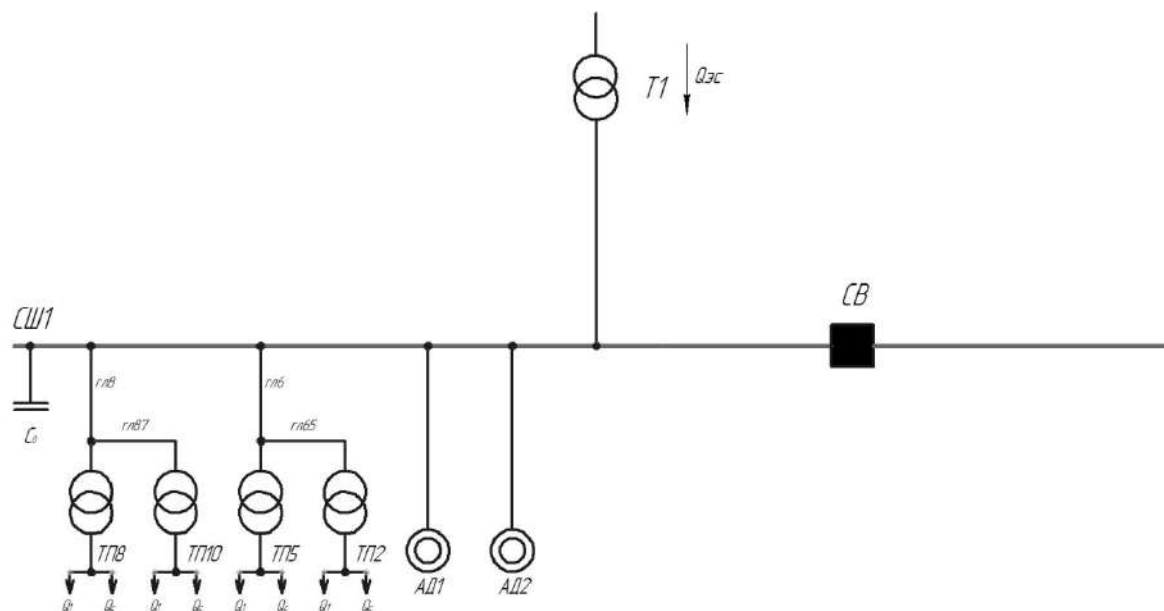


Рисунок 8.1 – Электрическая схема предприятия для расчета компенсации

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 ΔQ_{Ti} – реактивная нагрузка на трансформатор i -й ТП и потери реактивной мощности в нем;

$R_{\text{т}pi}$ – 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 [36]:

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

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

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

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)	ТП6	0,063	0,640	0,040	2	0,020
ТП6	ТП3	0,128	0,640	0,082	2	0,041
ЗРУ (ГПП)	ТП5	0,120	0,640	0,077	2	0,038
ТП5	ТП2	0,163	0,640	0,104	2	0,052
ЗРУ (ГПП)	ТП4	0,260	0,460	0,120	2	0,060
ТП4	ТП1	0,212	0,640	0,136	2	0,068
ЗРУ (ГПП)	ТП7	0,395	0,640	0,253	2	0,126
ТП7	ТП9	0,145	0,640	0,093	2	0,046
ЗРУ (ГПП)	ТП8	0,215	0,340	0,073	2	0,037
ТП8	ТП10	0,191	0,640	0,122	2	0,061

Таблица 8.2 – Расчет сопротивлений трансформаторов в цеховых ТП

Номер ТП	$N_{T\text{ опт}}$	$S_{T\text{ ном}}$	$P_{\text{рез, кВт}}$	Q_1	$\Delta Q_{Ti, \text{кВАр}}$	$R_{T\text{р}}, \text{Ом}$
ТП1	2	630	8,50	308,46	30,14	2,14
ТП2	2	400	5,90	187,61	18,51	3,69
ТП3	2	400	5,90	204,75	19,92	3,69
ТП4	2	630	8,50	56,07	34,78	2,14
ТП5	2	250	4,20	113,11	11,70	6,72
ТП6	2	400	5,90	127,55	19,92	3,69
ТП7	2	250	4,20	101,72	12,09	6,72
ТП8	2	800	9,00	330,78	39,52	1,41
ТП9	2	400	5,90	170,00	16,44	3,69
ТП10	2	630	8,50	243,58	26,76	2,14
ИТОГО:				1843,63	229,77	
Величины Q_1 и ΔQ_{Ti} делятся на $N_{T\text{ опт}}$						

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

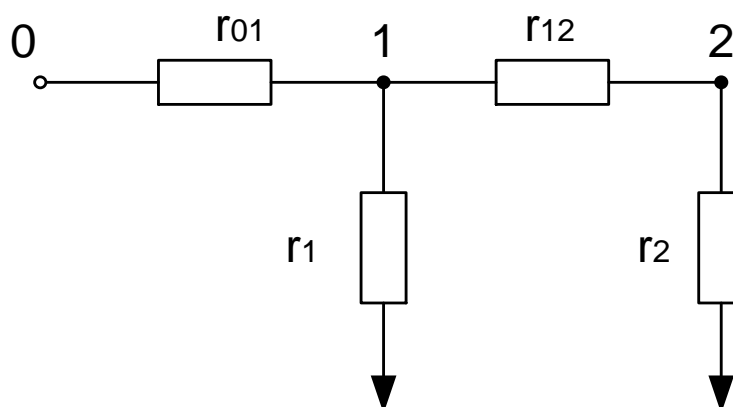


Рисунок 8.2 – Схема замещения магистральной линии с двумя ответвлениями

В структуре системы электроснабжения предприятия питаются по схеме на рисунке 8.2 следующие трансформаторные подстанции:

- ТП6-ТП3
- ТП5-ТП2
- ТП4-ТП1
- ТП7-ТП9
- ТП8-ТП10

Для ТП6-ТП3, питающихся по магистральной линии введем обозначения:

$$\begin{aligned}
 r_{01} &= R_{\text{ЛГПП-ТП6}} = 0,020 \text{ Ом}; \\
 r_{12} &= R_{\text{Л63}} = 0,041 \text{ Ом}; \\
 r_1 &= R_{\text{ТП6}} = 3,69 \text{ Ом}; \\
 r_2 &= R_{\text{ТП3}} = 3,69 \text{ Ом}.
 \end{aligned}$$

Эквивалентная проводимость точки 1 схемы определяется по формуле:

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

$$\frac{1}{R_{\text{уз.1}}} = \frac{1}{3,69} + \frac{1}{0,041 + 3,69} = 0,539 \rightarrow R_{\text{уз.1}} = \frac{1}{0,539} = 1,854 \text{ Ом}$$

С учетом полученного, эквивалентные сопротивления присоединений ТП определяются по формулам

$$R_{\text{Э1}} = \left(1 + \frac{r_{01}}{R_{\text{уз.1}}}\right) \cdot r_1, \quad (8.5)$$

$$R_{\text{Э2}} = \left(1 + \frac{r_{01}}{R_{\text{уз.1}}}\right) \cdot (r_{12} + r_2), \quad (8.6)$$

$$R_{\text{Э1}} = \left(1 + \frac{0,020}{1,854}\right) \cdot 3,69 = 3,728 \text{ Ом}$$

$$R_{\text{Э2}} = \left(1 + \frac{0,020}{1,854}\right) \cdot (0,041 + 3,69) = 3,769 \text{ Ом}$$

-ТП5-ТП2:

$$\begin{aligned}
 r_{01} &= R_{\text{ЛГПП-ТП5}} = 0,038 \text{ Ом}; \\
 r_{12} &= R_{\text{Л52}} = 0,052 \text{ Ом}; \\
 r_1 &= R_{\text{ТП5}} = 6,72 \text{ Ом}; \\
 r_2 &= R_{\text{ТП2}} = 3,69 \text{ Ом};
 \end{aligned}$$

$$\frac{1}{R_{\text{уз.1}}} = \frac{1}{6,72} + \frac{1}{0,052 + 3,69} = 0,416 \rightarrow R_{\text{уз.1}} = \frac{1}{0,416} = 2,400 \text{ Ом}$$

$$R_{\text{Э1}} = \left(1 + \frac{0,038}{2,400}\right) \cdot 6,72 = 6,828 \text{ Ом},$$

$$R_{\text{Э2}} = \left(1 + \frac{0,038}{2,400}\right) \cdot (0,052 + 3,69) = 3,793 \text{ Ом}.$$

-ТП4-ТП1:

$$\begin{aligned}
 r_{01} &= R_{\text{ЛГПП-ТП4}} = 0,060 \text{ Ом}; \\
 r_{12} &= R_{\text{Л41}} = 0,068 \text{ Ом};
 \end{aligned}$$

$$r_1 = R_{ТП13} = 2,14 \text{ Ом};$$

$$r_2 = R_{ТП12} = 2,14 \text{ Ом};$$

$$\frac{1}{R_{уз.1}} = \frac{1}{2,14} + \frac{1}{0,068 + 2,14} = 0,920 \rightarrow R_{уз.1} = \frac{1}{0,920} = 1,087 \text{ Ом}$$

$$R_{Э1} = \left(1 + \frac{0,060}{1,087}\right) \cdot 2,14 = 2,259 \text{ Ом},$$

$$R_{Э2} = \left(1 + \frac{0,060}{1,087}\right) \cdot (0,068 + 2,14) = 2,331 \text{ Ом}.$$

-ТП7-ТП9:

$$r_{01} = R_{ЛГПП-ТП7} = 0,126 \text{ Ом};$$

$$r_{12} = R_{Л79} = 0,046 \text{ Ом};$$

$$r_1 = R_{ТП7} = 6,72 \text{ Ом};$$

$$r_2 = R_{ТП9} = 3,69 \text{ Ом};$$

$$\frac{1}{R_{уз.1}} = \frac{1}{6,72} + \frac{1}{0,046 + 3,69} = 0,417 \rightarrow R_{уз.1} = \frac{1}{0,417} = 2,4000 \text{ Ом}$$

$$R_{Э1} = \left(1 + \frac{0,126}{2,400}\right) \cdot 6,72 = 7,074 \text{ Ом},$$

$$R_{Э2} = \left(1 + \frac{0,126}{2,400}\right) \cdot (0,046 + 3,69) = 3,931 \text{ Ом}.$$

-ТП8-ТП10:

$$r_{01} = R_{ЛГПП-ТП8} = 0,037 \text{ Ом};$$

$$r_{12} = R_{Л810} = 0,061 \text{ Ом};$$

$$r_1 = R_{ТП8} = 1,41 \text{ Ом};$$

$$r_2 = R_{ТП10} = 2,14 \text{ Ом};$$

$$\frac{1}{R_{уз.1}} = \frac{1}{1,41} + \frac{1}{0,061 + 2,14} = 1,165 \rightarrow R_{уз.1} = \frac{1}{1,165} = 0,858 \text{ Ом}$$

$$R_{Э1} = \left(1 + \frac{0,037}{0,858}\right) \cdot 1,41 = 1,466 \text{ Ом},$$

$$R_{Э2} = \left(1 + \frac{0,037}{0,858}\right) \cdot (0,061 + 2,14) = 2,297 \text{ Ом}.$$

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

На 2 трансформатора ГПП:

$$Q_{э.с.} = 6843,36 \cdot 0,5 = 3421,68 \text{ кВАр}$$

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.133 ПЗ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		77

На 1 трансформатор ГПП:

$$Q_{\text{эс}} = \frac{3421,68}{2} = 1710,84 \text{ кВАр}$$

Потери реактивной мощности в одном трансформаторе ГПП:

На 2 трансформатора ГПП:

$$\Delta Q_{\text{T}} = \frac{2 \cdot 6300}{100} \cdot (0,56 + 0,59^2 \cdot 10,5) = 530,24 \text{ кВАр};$$

На 1 трансформатор ГПП:

$$\Delta Q_{\text{T}} = \frac{421,26}{2} = 265,11 \text{ кВАр}$$

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

$$C_0 = C'_0 \cdot \tau \cdot \delta; \quad (8.7)$$

где C'_0 - удельная стоимость потерь одного кВт·ч электроэнергии. Из подраздела 4.1 $C'_0 = 6,7682 \frac{\text{руб}}{\text{кВт}\cdot\text{ч}}$.

По (8.7):

$$C_0 = 6,7682 \cdot 2860,14 \cdot 1,07 = 17,857 \frac{\text{тыс. руб}}{\text{кВт}\cdot\text{год}};$$

Определим затраты на генерацию реактивной мощности отдельными источниками:

- для низковольтных БК (0,4 кВ):

Согласно [36]:

$$Z_{1\Gamma} = E \cdot K_y \cdot \left(\frac{U_{\text{БК}^*}}{U_*}\right)^2 + C_0 \cdot \Delta P_{\text{БК}}, \quad (8.8)$$

$$Z_{2\Gamma} = 0$$

где E - нормативный коэффициент отчислений. Из согласно [36] 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:

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

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.133 ПЗ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		78

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 $U_{БК*} = 1,05$. [36]

$\Delta P_{БК}$ 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 (8.8) для низковольтных БК:

$$Z_{1Г.КН} = 0,223 \cdot 1869,12 \cdot \left(\frac{1}{1}\right)^2 + 17,857 \cdot 4,5 = 497,17 \frac{\text{тыс. руб}}{\text{Мвар}};$$

- для высоковольтных БК (10 кВ) по формуле (8.8):

$$Z_{1Г.КВ} = 0,223 \cdot 934,56 \cdot \left(\frac{1,05}{1}\right)^2 + 17,857 \cdot 2,5 = 253,05 \frac{\text{тыс. руб}}{\text{Мвар}};$$

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. [36]. Тогда определим оптимальную мощность дополнительной группы БК для ТП2 по формуле [36]:

$$Q_{ci} = Q_{1,i} + \Delta Q_{Ti} + \frac{Z_{1Г.КВ} - Z_{1Г.КН}}{2 \cdot a \cdot C_0 \cdot R_{\text{э}i}} \quad (8.9)$$

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

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

Упростим формулу (8.9):

$$z = \frac{Z_{1Г.КВ} - Z_{1Г.КН}}{2 \cdot a \cdot C_0} = \frac{253050 - 497170}{2 \cdot 10 \cdot 17,857} = -0,684 \text{ МВАр} \cdot \text{Ом}$$

$$Q_{ci} = Q_{1,i} + \Delta Q_{Ti} + \frac{z}{R_{\text{э}i}}$$

Проведем расчет для ТП1:

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.133 ПЗ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		79

Для ТП1:

$$Q_{c1} = 0,308 + 0,030 + \frac{-0,684}{2,331} = 0,045 \text{ МВАр}$$

Для остальных ТП расчет проводим таблично. Результаты расчетов оптимальной реактивной мощности и выбора стандартных низковольтных БК остальных ТП приведены в таблице 8.3. Стандартные БК выбираются по каталогу [37]:

Таблица 8.3 - Расчет мощностей НБК

№ТП	Rэ, Ом	Q1, МВАр	ΔQт, МВАр	Qсi,МВАр		Qкy, МВАр	Qкi+Qсi, МВАр	Тип принятой стандартной БК	Qст, кВАр
				расчетное	принятое				
ТП1	2,331	0,308	0,030	0,045	0,045	-	0,045	1хУКРМ-0,4-45 У3	45
ТП2	3,799	0,188	0,019	0,026	0,026	-	0,026	1хУКРМ-0,4-25 У3	25
ТП3	3,769	0,205	0,020	0,043	0,043	0,003	0,046	1хУКРМ-0,4-45 У3	45
ТП4	2,259	0,056	0,035	-0,212	-	0,264	0,264	1хУКРМ-0,4-250 У3	250
ТП5	6,827	0,113	0,012	0,025	0,025	-	0,025	1хУКРМ-0,4-25 У3	25
ТП6	3,728	0,128	0,020	-0,036	-	0,093	0,093	1хУКРМ-0,4-90 У3	90
ТП7	7,074	0,102	0,012	0,017	0,020	-	0,020	1хУКРМ-0,4-20 У3	20
ТП8	1,466	0,331	0,040	-0,096	-	0,082	0,082	1хУКРМ-0,4-80 У3	80
ТП9	3,931	0,170	0,016	0,013	0,013	-	0,013	1хУКРМ-0,4-10 У3	10
ТП10	2,297	0,244	0,027	-0,027	-	-	-	-	-
ИТОГО:					0,1720	0,4416	0,6136		590

Определим оптимальную реактивную мощность, генерируемую источниками реактивной мощности, подключенными к секции шин ГПП.

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

$$Q'_{эс} = 1710,84 \text{ кВАр};$$

$$Q''_{эс} = Q_{р.п} - \frac{0,7}{k_{н.р}} \cdot Q_{сд.м}; \quad (8.10)$$

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

На предприятии отсутствуют синхронные электродвигатели поэтому при расчетах принимаем $Q'_{эс} = 1710,84 \text{ кВАр}$

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

Определим оптимальную мощность высоковольтных БК, установленных на секциях шин ГПП по формуле [36]:

Для СШ1 10 кВ

$$Q_{0(1)} = \sum_{i=1}^k (Q_{1.i} + \Delta Q_{Ti}) + \frac{\Delta Q_{T,гпп}}{2} + \sum_{i=1}^l Q_{кyi} + \sum_{i=1}^m Q_{ВВ} - \sum_{i=1}^n Q_{Ci} - \sum_{i=1}^o Q_{CD} - \frac{Q_{эс1}}{2}, \quad (8.12)$$

Суммарная реактивная мощность ТП подключенных на СШ1 10 кВ:

$$\sum_{i=1}^n (Q_{1.i} + \Delta Q_{Ti}) = (1843,63 + 229,77) = 2073,40 \text{ кВАр}$$

$$\sum_{i=1}^k Q_{кyi} = 441,60 \text{ кВАр}$$

$$\sum_{i=1}^l Q_{Ci} = 590 \text{ кВАр}$$

$$\sum_{i=1}^m Q_{ВВ} = 372 \text{ кВАр}$$

По формуле (8.20):

$$Q_{0(1)} = 2073,40 + 265,11 + 441,60 + 372 - 590 - 0 - 1710,84 \\ = 3152,11 - 2300,84 = 851,27 \text{ кВАр}$$

Устанавливаем на СШ 10кВ БСК 1хУКРМ57-10,5-750 [38]

$$Q_{0(1)} = 750 \text{ кВАр}$$

Потребляемая реактивная мощность:

$$Q_{p.п0(1)} = 3152,11 \text{ кВАр}$$

Генерируемая реактивная мощность:

$$Q_{Г0(1)} = 590 + 750 = 1340 \text{ кВАр}$$

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

$$\text{tg}\varphi_{3.э} = \frac{Q_{эс}}{P_{p.п.}} \quad (8.13)$$

$$\text{tg}\varphi_{3.э} = \frac{3421,68}{6843,36} = 0,50$$

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.133 ПЗ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		81

Величина расчетного коэффициента реактивной мощности на СШ 10 кВ:

$$\operatorname{tg}\varphi_p = \frac{Q_p - Q_\Gamma}{P_{p.п.}/2} \quad (8.14)$$

$$\operatorname{tg}\varphi_p = \frac{3152,11 - 1340}{6843,36/2} = \frac{1812,11}{3421,68} = 0,52$$

Вывод по разделу ВКР: Выполнен расчет мощности КУ 10 и 0,4 кВ, выбраны марки с ближайшими значениями мощностей.

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.133 ПЗ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		82

9 РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

- Определение величины провала напряжения при пуске высоковольтных СД

Наличие в составе электроприемников предприятия асинхронных двигателей обуславливает необходимость расчета провала напряжения при запуске данных двигателей.[37]

Расчёт напряжения на зажимах ЭД, подключенных к той или иной точке сети выполняется по схеме замещения, представленной на рисунке 11.1.

Активными сопротивлениями можно пренебречь и элементы СЭС представляют своими индуктивными сопротивлениями, приведенными к базисным значениям, расчет данных сопротивлений представлен в п.6 пояснительной записки.

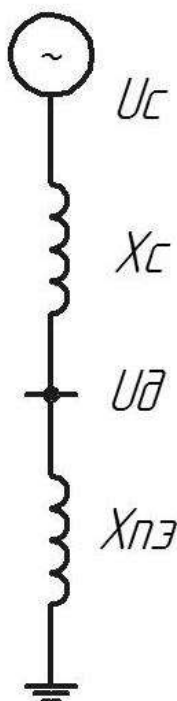


Рисунок 9.1 – Схема замещения для расчета напряжения на зажимах ЭД
Остаточное напряжение на сборных шинах, к которым подключены ЭД

Остаточное напряжение на сборных шинах, к которым подключены ЭД

$$U_d = U_c \cdot \frac{X_{пэ}}{X_{сумм} + X_{пэ}}, \quad (9.1)$$

где U_c – напряжение питающей сети, кВ;

$X_{п.э}$ – эквивалентное сопротивление узла, о.е;

X_c – суммарное сопротивление питающей сети до СШ, к которым подключен ЭД, о.е

Эквивалентное сопротивление узла:

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.133 ПЗ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		83

$$X_{пэ} = \frac{S_б \cdot U_{ном}^2}{S_{п.э} \cdot U_б^2}; \quad (9.2)$$

где $S_б$ – базисная мощность, МВА;

$U_б$ – базисное напряжение, кВ;

$S_{п.э}$ – суммарная эквивалентная пусковая нагрузка узла, МВА.

Суммарная эквивалентная пусковая нагрузка узла

$$S_{п.э} = \sqrt{(\sum P_H^2) + (\sum S_{п} + \sum Q_H)^2}, \quad (9.3)$$

где P_H – активная мощность нагрузки, подключенной к узлу и не участвующей в пуске, кВт;

$S_{п}$ – расчетная пусковая мощность ЭД, кВА;

Q_H – реактивная мощность пусковой нагрузки, подключенной к узлу и не участвующей в пуске, кВт.

Расчетная пусковая мощность ЭД:

$$S_{п} = \frac{P_{д.н} \cdot N_{дв} \cdot K_{п}}{\cos \varphi_H \cdot \eta_H}; \quad (9.4)$$

где $P_{д.н}$ – номинальная мощность двигателя, кВт;

$K_{п}$ – кратность пусковой мощности.

$$S_{п} = \frac{400 \cdot 4 \cdot 5}{0,93 \cdot 0,83} = 10364 \text{ кВА};$$

Суммарная эквивалентная пусковая нагрузка узла:

$$S_{п.э} = \sqrt{5139,2^2 + (10364 + 3940,2)^2} = 15199,32 \text{ кВА}$$

Эквивалентное сопротивление узла:

$$X_{пэ} = \frac{1000 \cdot 10,0^2}{15,19 \cdot 10,5^2} = 59,71 \text{ о.е}$$

Остаточное напряжение на сборных шинах, к которым подключены ЭД

$$U_{д} = 10,5 \cdot \frac{59,71}{17,27 + 59,71} = 8,14$$

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.133 ПЗ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		84

При запуске синхронных двигателей допускается провал напряжения на шинах ГПП не более 10% относительно номинального напряжения сети при питании осветительной и смешанной нагрузок от указанных выше сборных шин [38,39]:

$$\Delta U_{\%} = \frac{10,5 - 8,14}{10,5} \cdot 100\% = 22,47 > 10\%.$$

Условие не выполняется, поэтому нужно обеспечить запуск в работу сразу не всех двигателей. Для этого запуск синхронных электродвигателей производится от преобразователей частоты с выдержками времени.

Вывод по разделу ВКР: Определена величина провала напряжения при одновременном пуске АД на шинах 10 кВ предприятия.

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.133 ПЗ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		85

10 Пуск асинхронного электродвигателя 10 кВ от частотного преобразователя

В качестве технического решения в схеме электроснабжения предприятия принято решение об использовании частотных преобразователей серии СТА-В9.НVI[35] на напряжение 10 кВ для электродвигателей 400 кВт работающих в качестве приводов насосов в Насосной предприятия. Ниже приведен фрагмент электрической схемы организации подключения преобразователей к секции шин 10 кВ.

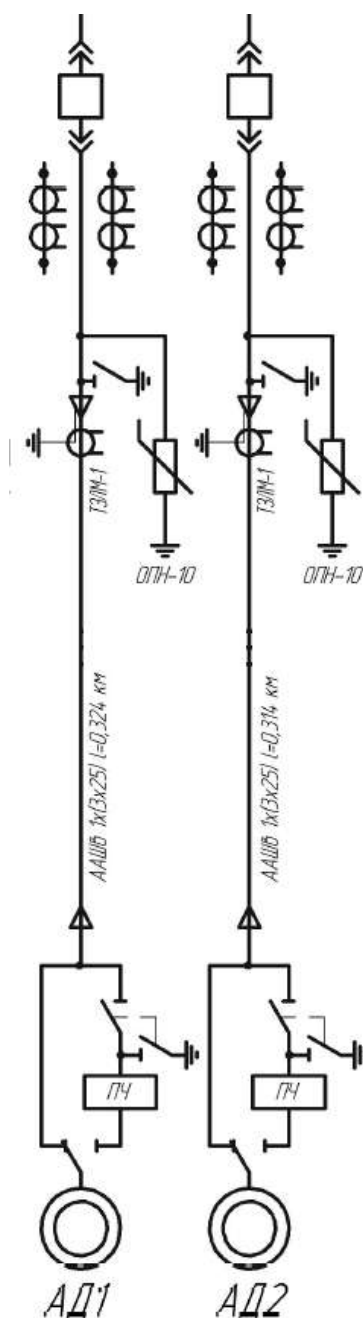


Рисунок 10.1 – Организация подключения ПЧ 10 кВ

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.133 ПЗ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		86

10.1 Преимущества пуска высоковольтных электродвигателей от ПЧ

- значительно уменьшается пусковой ток электродвигателя (в 2 – 4 раза);
 - существенно снижаются динамические нагрузки на подшипники электродвигателя и кинематику приводных механизмов (в 5 – 7 раз);
 - уменьшаются «просадки» напряжения в сети при пуске двигателей;
 - улучшаются условия эксплуатации электротехнического оборудования (электро-двигателей, трансформаторов, коммутационных аппаратов и др.);
 - снижаются потери электроэнергии в электрооборудовании при пуске двигателей;
- увеличивается допустимое количество пусков и достигается экономия электро-энергии за счет рационального использования энергоемкого оборудования;
- повышается надежность и срок службы оборудования.

10.2 Особенности пуска высоковольтного электродвигателя 10 кВ

В общем случае схемы подключения вторичных обмоток высоковольтного преобразователя частоты представлены на рисунке ниже:

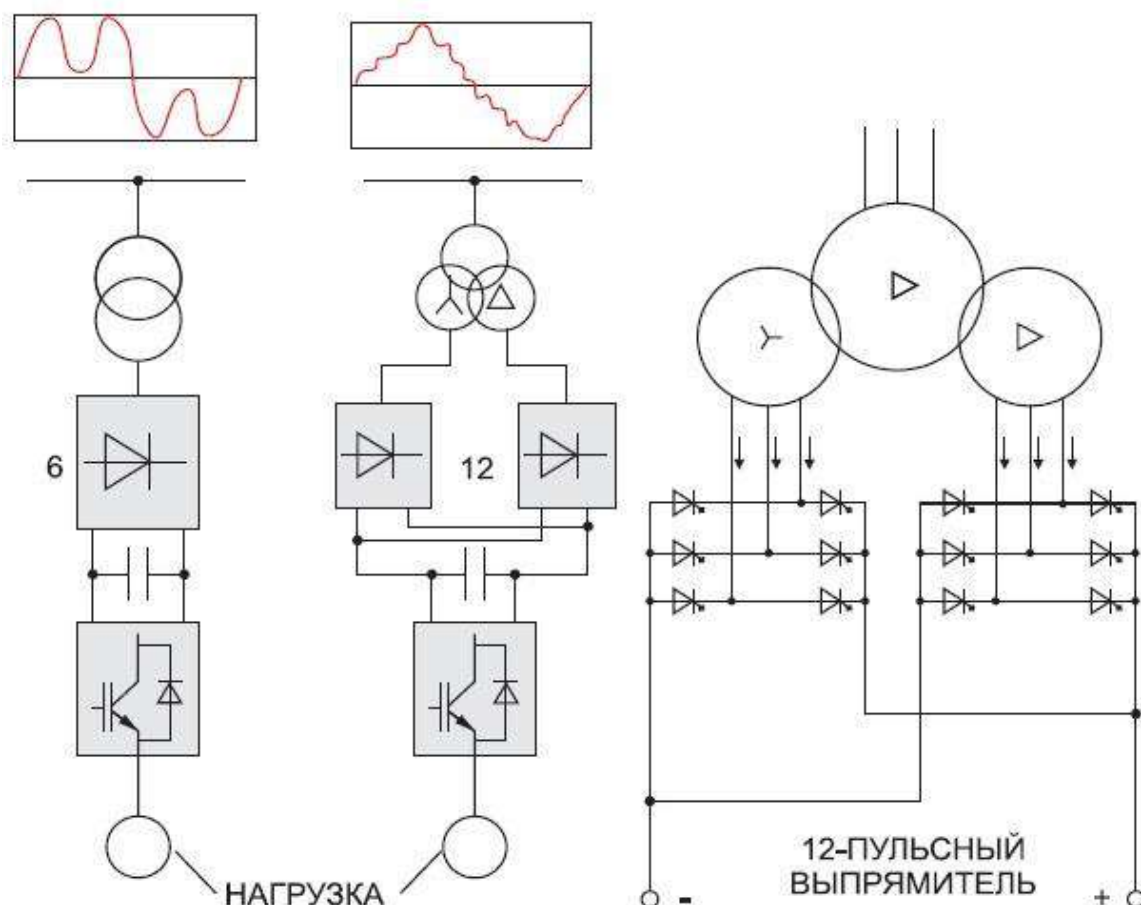


Рисунок 10.2 – Схемы включения ПЧ при 6-ти и 12-ти пульсной схеме

12-ти пульсная схема позволяет уменьшить количественные показатели гармоник влияющих на качество ЭЭ, а также уменьшить пульсацию выходного напряжения схемы ПЧ.

В рассматриваемом преобразователе установлены дополнительные электрические фильтры снижающие влияние гармонических составляющих на качество ЭЭ.

Общую функциональную схему выбранного преобразователя приведем на рисунке 10.3:

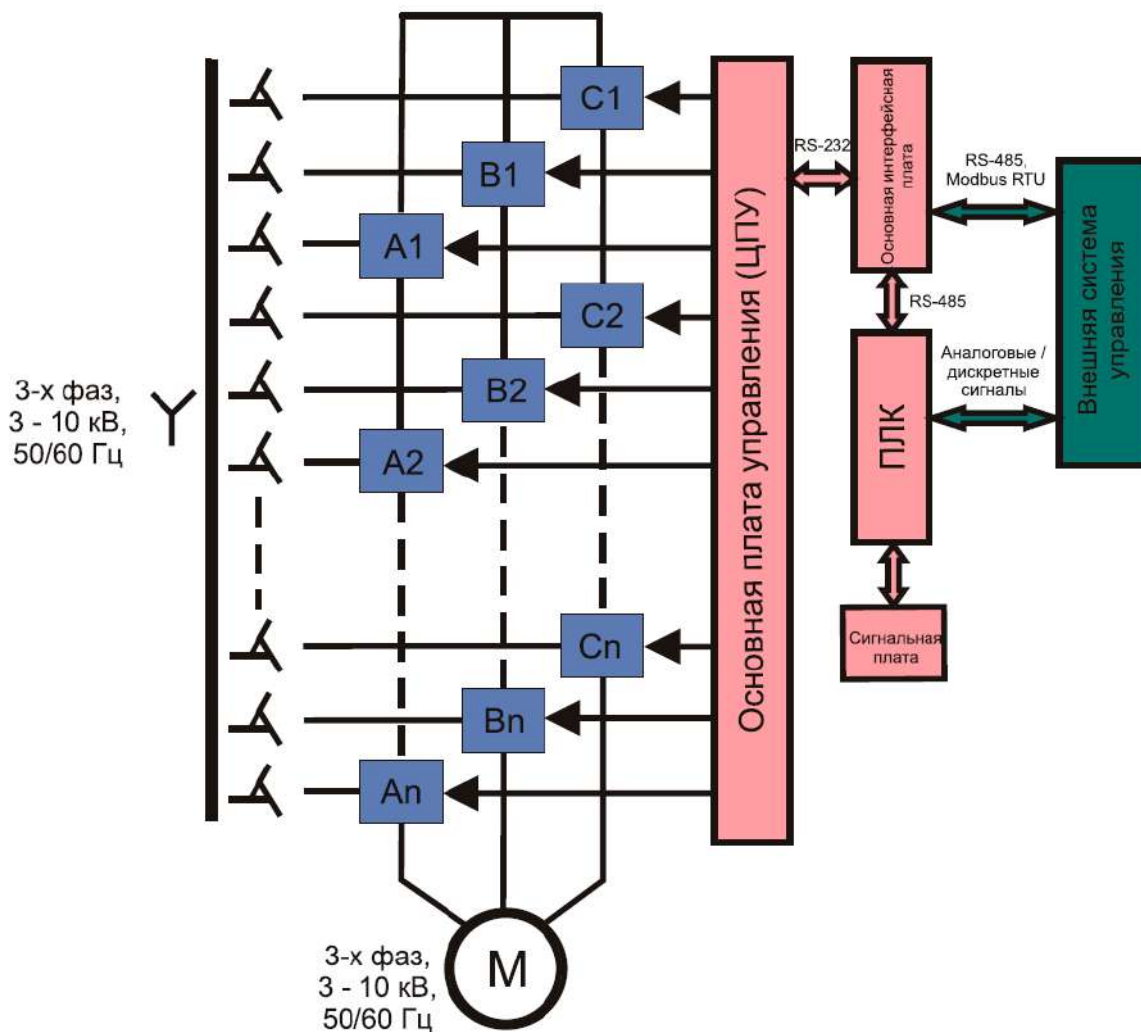


Рисунок 10.3 – Функциональная схема пуска ЭД 10 кВ через преобразователь частоты

В функциональной схеме можно выделить следующие основные элементы:

- Трансформатор силовой (сухой) со вторичными обмотками выполненными по 12-ти пульсной схеме.
- силовые модули – выпрямители, силовые транзисторы и высоковольтные ключи
- Основная плата управления (ЦПУ) – центральный процессор управления обеспечивающий контроль и управления блоком силовых модулей.

- основная интерфейсная плата – обеспечивает связь по протоколу Modbus управление преобразователем с удаленного рабочего места, интегрированного в SCADA систему предприятия

- ПЛК – программируемый логический контроллер, обеспечивает коммутацию во вторичных цепях – платы сигнальной.

- Сигнальная плата – выполняет функцию выведения сигналов оповещения оператора и персонала, о старте, окончании пуска, и аварий появляющихся в результате неправильных режимов работы ПЧ.

Вывод по разделу ВКР: Рассмотрен вопрос организации пуска асинхронных электродвигателей 10 кВ от преобразователей частоты.

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.133 ПЗ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		89

11 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА

Исходные данные по расчетам токов КЗ из раздела 6 ВКР представлены в таблице 11.1

Таблица 11.1 – Полученные расчетные токи и мощности КЗ

Расчетная точка	Среднее напряжение расчетной точки	Расчетные величины		
		$I_{п}$, кА	$I_{уд}$, кА	$S_{кз}$, МВА
К1	115	11,06	26,82	2200
К2	115	8,37	21,26	1665
К3	10,5	3,49	8,85	63,39
К4	0,4	11,21	25,28	7,75

На секционном выключателе Q13 необходимо установить следующие защиты:

- Токовая отсечка
- МТЗ с выдержкой времени

11.1.1 Токовая отсечка

Величина максимального рабочего тока проходящего через шины 10 кВ ГПП определяется по максимальной мощности приходящейся на одну из сборных шин ($S=4678,6$ кВА):

$$I_{\max.p} = I_{п/ав} = \frac{S_{\max.сш}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (11.1)$$
$$I_{\max.p} = \frac{4678,6}{\sqrt{3} \cdot 10} = 270,43 \text{ А.}$$

Выбирается ТОЛ-СЭЦ-10. Номинальный ток на первичной стороне $I_{ном.1}=300$, номинальный ток на вторичной стороне $I_{ном.2} = 5$ А, тогда коэффициент трансформации:

$$n_T = \frac{I_{1ном}}{I_{2ном}} = \frac{300}{5} = 60. \quad (11.2)$$

Определяется ток срабатывания защиты:

$$I_{с.з.} = K_{отс.} \cdot I_{\max.раб.}, \quad (11.3)$$

где $K_{отс} = 1,2$ – коэффициент отстройки;

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.133 ПЗ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		90

$$I_{с.з.} = 1,2 \cdot 270,43 = 324,51 \text{ А}$$

Схема включения трансформатора тока и реле – неполная звезда, коэффициент схемы $k_{сх} = 1$.

Тогда ток срабатывания реле:

$$I_{ср} = \frac{k_{сх}}{n_T} \cdot I_{сз}, \quad (11.4)$$

$$I_{ср} = \frac{1}{60} \cdot 324,51 = 5,40 \text{ А}$$

Принимаем к установке реле РСТ 11/19, у которого ток срабатывания находится в пределах $I_{ср} = 1,5 - 6,0 \text{ А}$

Определим сумму уставок:

$$\Sigma\theta = \frac{I_{ср}}{I_{\min}} - 1 = \frac{5,40}{1,5} - 1 = 2,6 \text{ А}$$

Принимаем уставки 2,6, следовательно $\Sigma\theta = 2,6$

Найдем ток уставки реле:

$$I_{уст} = (1 + 2,6) \cdot 1,5 = 5,4 \text{ А}$$

$$I_{сз} = 5,4 \cdot 60 = 324 \text{ А}$$

11.1.2 МТЗ с выдержкой времени

Схема включения трансформатора тока и реле – неполная звезда, коэффициент схемы $k_{сх} = 1$.

Ток срабатывания защиты:

$$I_{с.з.} = \frac{K_{отс.} \cdot K_3}{K_B} \cdot I_{\max.раб.}, \quad (11.5)$$

где $K_{отс.} = 1,2$ – коэффициент отстройки;

$K_B = 0,9$ – коэффициент возврата;

$K_3 = 1,2$ – коэффициент самозапуска электродвигателей.

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.133 ПЗ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		91

$$I_{сз} = \frac{1,2 \cdot 1,2}{0,9} \cdot 270,43 = 432,69 \text{ A.}$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{ср} = \frac{k_{сх}}{n_T} \cdot I_{сз}, \quad (11.6)$$

$$I_{ср} = \frac{1}{60} \cdot 432,69 = 7,21 \text{ A.}$$

Принимаем к установке реле РСТ 11/24, у которого ток срабатывания находится в пределах $I_{ср} = (5 - 20)\text{A}$.

Определим сумму уставок:

$$I_{уст} = (1 + \sum Q) \cdot I_{min}, \quad (11.7)$$

$$\sum Q = \frac{I_{ср}}{I_{min}} - 1, \quad (11.8)$$

$$\sum Q = \frac{7,21}{5} - 1 = 0,442 \text{ A.}$$

Принимаем $\sum Q = 0,4$

$$I_{уст} = (1 + 0,4) \cdot 5 = 7 \text{ A.}$$

$$I_{сз} = 7 \cdot 60 = 420 \text{ A.}$$

Коэффициент чувствительности в основной зоне при $I_{кз.(КЗ)}^{(3)}$ на выводах высокого напряжения:

$$K_{ч.осн} = \frac{I_{кз.(КЗ)}^{(3)}}{I_{сз}} \geq 1,5, \quad (11.9)$$

$$K_{ч.осн} = \frac{3490}{420} = 8,3 \geq 1,5,$$

Выдержка времени защиты принимается на ступень селективности больше максимальной выдержки времени защит отходящих присоединений, то есть выдержки времени МТЗ выключателя трансформатора ГПП.

$$t_{сзQ15} = t_{сз8} + \Delta t = 0,6 + 0,5 = 1,1 \text{ с,} \quad (11.10)$$

11.2 Расчет защиты выключателя Q7 на низкой стороне трансформатора силового Т1
- МТЗ с выдержкой времени

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.133 ПЗ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		92

$$I_{\max.p} = \frac{1,4 \cdot S_{T.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}, \quad (11.11)$$

$$I_{\max.p} = \frac{1,4 \cdot 6300}{\sqrt{3} \cdot 10} = 509,82 \text{ А.}$$

Выбираю ТОЛ-СЭЩ-10. Номинальный ток на первичной стороне $I_{НОМ.1}=600$, номинальный ток на вторичной стороне $I_{НОМ.2} = 5\text{А}$, тогда коэффициент трансформации:

$$n_T = \frac{I_{1НОМ}}{I_{2НОМ}} = \frac{600}{5} = 120$$

Схема включения трансформатора тока и реле – неполная звезда, коэффициент схемы $k_{сх} = 1$.

Ток срабатывания защиты:

$$I_{сз} = \frac{1,2 \cdot 1,2}{0,9} \cdot 270,43 = 432,69 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{ср} = \frac{1}{120} \cdot 432,69 = 3,6 \text{ А.}$$

Принимаем к установке реле РСТ 11/24, у которого ток срабатывания находится в пределах $I_{ср} = (5 - 20)\text{А}$.

Определим сумму уставок:

$$\Sigma Q = \frac{3,6}{5} - 1 = 0,28 \text{ А.}$$

Принимаем $\Sigma Q = 0,2$

$$I_{уст} = (1 + 0,2) \cdot 5 = 6 \text{ А.}$$

$$I_{сз} = 6 \cdot 120 = 720 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности при $I_{кз.(КЗ)}^{(3)}$ на выводах высокого напряжения:

$$I_{кз.(КЗ)}^{(2)} = I_{кз.(КЗ)}^{(3)} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 3490 \cdot 0,865 = 3018,85 \text{ А}$$

$$K_{ч.осн} = \frac{I_{кз.(КЗ)}^{(2)}}{I_{сз}} > 2, \quad (11.12)$$

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.133 ПЗ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		93

$$K_{ч.осн} = \frac{3018,85}{720} = 4,19 > 2.$$

Условие выполняется.

Выдержка времени защиты принимается на ступень селективности больше максимальной выдержки времени защит отходящих присоединений, то есть выдержки времени МТЗ выключателя трансформатора ГПП.

$$t_{сзQ15} = t_{сзQ15} + \Delta t = 1,1 + 0,5 = 1,6 \text{ с}, \quad (11.13)$$

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: Рассчитаны типы защит устанавливаемых на секционном выключателях сборных шин 10 кВ.

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.133 ПЗ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		94

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 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.

Рассмотрена организация пуска высоковольтных асинхронных электродвигателей 10 кВ

Выполнены расчет защит на секционном выключателе 10 кВ сборных шин ГПП предприятия.

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.133 ПЗ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		95

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Указания по расчету электрических нагрузок РТМ 36.18.32.4-92 ВНИПИ ТЯЖПРОМЭЛЕКТРОПРОЕКТ, Москва 1992

2 Электроснабжение промышленных предприятий: задание к курсовому проекту/ Составители: Р.Г. Валеев и О.А. Петров. – Челябинск: Издательство ЮУрГУ, 2011. – Ч.4 – 52 с.

3 Справочные данные по расчетным коэффициентам электрических нагрузок (М788-1069) ВНИПИ Тяжпромэлектропроект им. Ф.Б. Якубовского»

4 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.)

5 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.

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 Каталог завода ОАО «МЭТЗ ИМ.В.И.КОЗЛОВА»<https://metz.by/ves-katalog/> - (Дата обращения 05.05.2021)

10 ГОСТ 11677-85 Трансформаторы силовые. Общие технические условия

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 [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 05.05.2021)

13 СТО 56947007-29.240.30.010-2008 ФСК ЕЭС Схемы принципиальные электрические распределительный устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения.

14 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.

15 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.

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.133 ПЗ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		96

16 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.

17 <https://www.uetm.ru/katalog-produktsii/item/vgt-uetm-110/> Выключатели элегазовые серии ВГТ на 110 кВ/ Энергомаш (Екатеринбург) (Дата обращения 05.05.2021)

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 05.05.2021)

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 05.05.2021)

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 Приказ №10 от 17.01.2019 Министерство Энергетики Российской Федерации.

23 Письмо 32028-ПК/Д03 и Министерство экономического развития РФ

24 НТП ЭПП-94 Нормы технологического проектирования. Проектирование электроснабжения промышленных предприятий. Акционерное общество открытого типа ордена трудового красного знамени всероссийский научно-исследовательский, проектно-конструкторский институт Тяжпромэлектропроект имени ф. б. Якубовского

25 Технический циркуляр института Тяжпромэлектропроект № 334-77 от 8 июля 1977 г

26 <https://www.ruscable.ru/info/cable/> Технический справочник по электрическим кабелям ОНЛАЙН. (Дата обращения 05.05.2021)

27 <https://zeim.nt-rt.ru/images/showcase/tokoprovod.pdf> АБС ЗЭиМ Автоматизация. Каталог Комплектные токопроводы и шинопроводы (Дата обращения 05.05.2021)

28 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 05.05.2021)

29 <https://electroshield.nt-rt.ru/images/manuals/vvup7er.pdf> Руководство по эксплуатации. Вакуумный выключатель ВВУ-СЭЩ-10. (Дата обращения 05.05.2021)

30 <https://electroshield.nt-rt.ru/images/manuals/tol10m.pdf> - Техническая информация трансформаторы тока ТОЛ-СЭЩ-10. (Дата обращения 05.05.2021)

31 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.

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.133 ПЗ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		97

Энергоатомиздат. 1989. – 608 с.

32 <https://www.elpribor.ru/catalog/> - Каталог цифровых приборов. ОАО «Электроприбор». (Дата обращения 05.05.2021)

33 https://www.electroshield.ru/upload/iblock/1c5/ORT.135.006-TI-NALI_SESHCH_6_10.-TEKHNIЧЕСКАЯ-INFORMATSIYA.pdf Трансформаторы напряжения трехфазной антирезонансной группы НАЛИ – СЭЩ – 6(10) Техническая информация (справочная) ОРТ.135.006 ТИ(Дата обращения 05.05.2021)

34 <https://electroshield.nt-rt.ru/images/manuals/vna10.pdf> Руководство по эксплуатации. Выключатель автогазовый ВНА-СЭЩ-10. (Дата обращения 05.05.2021)

35 <https://www.chastotnik.pro/upload/iblock/8b4/8b4cbc8a46822fffc423d8c8bd820efe.pdf> Каталог Стройтех автоматика. (Дата обращения 05.05.2021)

36 Петров О.А. Компенсация реактивной мощности в системах электроснабжения промышленных предприятий: Учебное пособие для студентов-заочников. – Челябинск: ЧПИ, 1986. – 49 с.

37 <http://i.bottelectro.ru/u/da/d159584f4111e788adc3c7ba78d2ee/-/katalog-ukrm-2017.pdf> Каталог УКРМ 0,4 кВ БоттЭлектро (Дата обращения 05.05.2021)

38 <https://www.ukkz.com/ru/catalog/u-k/visokogo-napryazheniya/modernizirovannye.html> - Усть-Каменогорский конденсаторный завод. Каталог продукции 2020 г. Каталог УКРМ57. (Дата обращения 05.05.2021)

39 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.

40 ГОСТ 32144-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.

41 ГОСТ Р 51317.2.4-2000 Совместимость технических средств электромагнитная. Электромагнитная обстановка. Уровни электромагнитной совместимости для низкочастотных кондуктивных помех в системах электроснабжения промышленных предприятий

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.133 ПЗ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		98