

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования

**«ЮЖНО-УРАЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ)»**

Факультет Электротехнический

Кафедра Автоматики

Направление подготовки 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой

_____ С.С. Голошапов

« ____ » _____ 2018 г.

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ДИЗЕЛЬНОГО ЗАВОДА

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ

ЮурГУ – 13.03.02.2018.277 ПЗ ВКР

Консультанты:

Безопасность электроснабжения

должность / В.М. Гладких

подпись _____ ФИО

_____ 20 ____ г.

Автор проекта

студент группы МиЭТ-543

_____ / Кутергин И.В.

подпись _____ ФИО

_____ 20 ____ г.

Релейная защита электроснабжения

д.т.н., профессор
должность

_____ / Л.М. Четошникова

подпись _____ ФИО

_____ 20 ____ г.

Руководитель проекта

должность

_____ / Г.С. Валеев

подпись _____ ФИО

_____ 20 ____ г.

Нормоконтроль

к.т.н., доцент
должность

_____ / Н.И. Смоленцев

подпись _____ ФИО

_____ 20 ____ г.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	7
ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ПРОЕКТА.....	8
ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ КУРСОВОГО ПРОЭКТИРОВАНИЯ.....	9
ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОИЗВОДСТВА.....	11
1 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПО ЗАВОДУ.....	12
1.1 Расчет электрических нагрузок по РМЦ.....	12
1.2 Расчет электрических нагрузок по предприятию.....	20
1.3 Построение картограммы электрических нагрузок.....	22
2 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ.....	25
3 ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ СХЕМЫ И НАПРЯЖЕНИЯ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ.....	32
3.1 Выбор схемы и напряжения внешнего электроснабжения.....	32
3.2 Выбор аппаратов схемы внешнего электроснабжения.....	35
4 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ СХЕМЫ ВУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ.....	42
5 ВЫБОР ВЕЛИЧИНЫ НАПРЯЖЕНИЯ И СХЕМЫ ВУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ, РАСЧЕТ ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ.....	50
5.1 Выбор величины напряжения.....	50
5.2 Построение схемы внутренней электрической сети.....	50
5.3 Конструктивное выполнение электрической сети.....	50
5.4 Расчет питающих линий.....	50
6 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ.....	53
7 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ СХЕМЫ ВУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ.....	59
7.1 Выбор трансформаторов собственных нужд ГПП.....	59
7.2 Выбор типа РУ на низкой стороне ГПП, выключателей, тр-ров тока и напряжения.....	59
7.3 Выбор выключателей 10 кВ для схемы внутреннего электроснабжения и соответствующих трансформаторов тока.....	65
7.4 Выбор коммутационной аппаратуры на стороне высшего и низшего напряжений цеховых трансформаторных подстанции.....	66
8 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ.....	69
8.1 Описание схемы электроснабжения.....	69
8.2 Определение удельной стоимости потерь активной мощности.....	71
8.3 Определение затрат на генерацию РМ отдельными источниками.....	71
8.4 Определение эквивалентных активных сопротивлений.....	72
8.5 Определение реактивной мощности источников.....	74
8.6 Определение мощности высоковольтной БК.....	76
9 ПОКАЗАТЕЛИ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ.....	78
10 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА.....	80
10.1 Продольная дифференциальная защита.....	80

					ЮУрГУ – 13,03,02.2018.277. ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		5

10.2 Защита от внешних коротких замыканий.....	85
10.3 Защита от перегруза.....	87
10.4 Газовая защита	87
10.5 Организация защиты силовых трансформаторов.....	88
11 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ	90
12 УСТРОЙСТВО ПЛАВНОГО ПУСКА.....	94
13 ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	99
14 БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	100

					ЮУрГУ – 13,03,02.2018.277. ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		6

ВВЕДЕНИЕ

Дальнейшее развитие энергетики нашей страны в соответствии с основными направлениями экономического и социального развития характеризуется большими масштабами строительства электроэнергетических объектов.

В соответствии с планом ГОЭЛРО-2 предусматривается дальнейшее строительство мощных атомных, тепловых и гидравлических электростанций.

Продолжается объединение энергосистем, сооружение новых электростанций и дальних электропередач переменного и постоянного тока.

Важнейшие задачи, решаемые энергетиками и энергостроителями, состоят в непрерывном увеличении объёмов производства, в сокращении сроков строительства новых энергетических объектов и реконструкции старых, уменьшении удельных капиталовложений, в сокращении удельных расходов топлива, повышении производительности труда, в улучшении структуры производства электроэнергии и т.д.

На электростанциях применяются блоки по 500, 800 и 1200 МВт. Следствием увеличения единичных мощностей агрегатов и установленных мощностей станции и всё большего объединения энергосистем является внедрение напряжения 1150 кВ переменного и 1500 кВ постоянного тока. Соответственно растут мощности подстанций и единичные мощности трансформаторов, устанавливаемых на них. Увеличиваются мощности потребителей, что требует установки более мощных ТП, прокладки новых сетей, повышение надёжности всего электрооборудования и системы электроснабжения в целом.

					ЮУрГУ – 13,03,02.2018.277. ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		7

ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ПРОЕКТА

1. Суммарная установленная мощность электроприемников предприятия напряжением ниже 1 кВ: 61093 кВА.
2. Суммарная установленная мощность электроприемников предприятия напряжением выше 1 кВ: 18520 кВА.
3. Категория основных потребителей по надежности электроснабжения: потребители 2 категорий.
4. Полная расчетная мощность на шинах главной понизительной подстанции: 47329 кВА;
5. Коэффициент реактивной мощности: $tttttt = 0,31$;
6. Напряжение внешнего электроснабжения: 110 кВ;
7. Мощность короткого замыкания в точке присоединения к энергосистеме: 4070 МВА, тип и сечение питающих линий: ВЛ-110, АС-95/16;
8. Расстояние от предприятия до питающей подстанции энергосистемы: 8,5 км;
9. Количество, тип и мощность трансформаторов главной понизительной подстанции: 2×ТРДН-32000/110;
10. Напряжение внутреннего электроснабжения предприятия: 10 кВ;
11. На территории устанавливаются комплектные трансформаторные подстанции с трансформаторами типа ТМГ, мощностью 400, 630, 1250, 2000 кВА;
12. Кабельные линии выполнены кабелем марки ААШп.
13. Распределительное устройство 10кВ КРУ серии «Волга».

					ЮУрГУ – 13,03,02.2018.277. ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		8

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ КУРСОВОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Основные сведения о электроприемниках завода (до 1000 В) Таблица 1

Номер цеха на плане	Наименование цеха, отделения, участка	Установленная мощность $P_{ном}$ электроприёмников, напряжением 0,4 кВ, кВт	Эффективное (приведенное) число электроприёмников ν , п.	Коэффициент использования, $K_{и}$	Коэффициент мощности $\cos \varphi$
1	Транспортный цех	290	29	0,4	0,7
2	Котельная	1880	-90	0,8	0,85
3	Градирня	140	-10	0,8	0,85
4	Блок вспомогательных цехов	1880	76	0,45	0,75
5	РМЦ	—	—	—	—
6	Механосборочный корпус 1	18350	482	0,5	0,75
7	Гальвано-термический цех	2255	155	0,8	0,85
8	Кузнечно-заготовительный корпус	7260	61	0,6	0,75
9	Административное здание и столовая	360	79	0,45	0,75
10	Механосборочный корпус 2	20330	628	0,5	0,75
11	Компрессорная станция	910	182	0,8	0,85
12	Насосная станция	795	68	0,8	0,85
13	Цех литья из алюминиевых сплавов	4710	211	0,65	0,75

Номинальное напряжение всех высоковольтных электроприёмников – 10 кВ

Номер цеха на плане	Наименование цеха, отделения, участка	Вид высоковольтных электроприёмников	Установленная мощность одного электроприёмника, кВт	Кол-во электроприёмников	Коэффициент использования, $K_{и}$	Коэффициент мощности и $\cos \varphi$
8	Кузнечный цех	Индукционные печи	1600	6	0,7	0,8
11	Компрессорная станция	Синхронные двигатели	1600	4	0,8	0,85
13	Насосная станция	Синхронные двигатели	630	4	0,8	0,85

					ЮУрГУ – 13,03,02.2018.277. ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		10

ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОИЗВОДСТВА

Проектируется СЭС дизельного завода.

В целом по надежности электроснабжения завод можно отнести ко второй категории, так как технологические цеха допускают перерыв электроснабжения на время переключений.

Электроприемники завода питаются на переменном токе промышленной частоты, преимущественно они трехфазные. Помимо низковольтной нагрузки, имеется потребители с номинальным напряжением 10 кВ.

Так как преимущественно применяется прокладка кабелей в траншее необходимо отметить, что грунт характеризуется отсутствием коррозионной активности и колебаний и растягивающих усилий, однако в нем присутствуют блуждающие токи.

Таким образом завод можно отнести к категории средних предприятий. В целом условия способствуют созданию надежной и гибкой СЭС

					ЮУрГУ – 13,03,02.2018.277. ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		11

1 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПО ЗАВОДУ

1.1 Расчет электрических нагрузок по РМЦ

Для расчёта электрических нагрузок воспользуемся методом упорядоченных диаграмм[1].

В начале расчета приводим мощность электроприёмников (ЭП), работающих в повторно-кратковременном режиме к продолжительности включения 100%. Это сварочные трансформаторы и выпрямители, номинальная мощность, приведенная к длительному режиму которых определяется по формуле:

$$P_{\text{ном}} (ПВ=100\%) = P_{\text{ном ПВ}} \cdot \sqrt{\frac{ПВ\%}{100}}. \quad (1.1.1)$$

Определяем средние активные и реактивные нагрузки за наиболее загруженную смену для каждого электроприёмника или для группы электроприёмников:

$$p_{\text{ср}} = k_{\text{и а}} \cdot P_{\text{ном}}; \quad (1.1.2)$$

$$q_{\text{ср}} = k_{\text{и а}} \cdot p_{\text{ном}} \cdot \text{tg}\varphi, \quad (1.1.3)$$

где $k_{\text{и а}}$ – коэффициент использования по активной мощности, характеризует степень использования установленной мощности за наиболее загруженную смену, $k_{\text{и а}}$ приводятся в электротехническом справочнике [2]; $\text{tg}\varphi$ – коэффициент реактивной мощности электроприёмника.

Затем определяем сумму средних мощностей ЭП отделения:

$$P_{\text{ср}\Sigma} = \sum_{i=1}^n p_{\text{ср}i}; \quad (1.1.4)$$

$$Q_{\text{ср}\Sigma} = \sum_{i=1}^n q_{\text{ср}i}. \quad (1.1.5)$$

После этого находим эффективное число электроприёмников по отделениям:

$$n_{\text{э}} = \frac{(\sum P_{\text{ном}i})^2}{\sum P_{\text{ном}i}^2}. \quad (1.1.6)$$

					ЮУрГУ – 13,03,02.2018.277. ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		12

Далее определяем средневзвешенный коэффициент использования активной мощности за наиболее загруженную смену по отделению:

$$K_{и а} = \frac{P_{ср \Sigma}}{P_{ном \Sigma}} \quad (1.1.7)$$

Расчётный коэффициент по активной мощности находим из справочных данных $K_{р а} = f(n_э; K_{и а})$ [1].

Расчётный коэффициент по реактивной мощности определяем по формуле:

$$K_{р р} \approx 1 + \frac{1}{6 \cdot n_э} \quad (1.1.8)$$

Расчётные мощности ЭП отделений определяем по формулам:

$$P_p = K_{р а} \cdot P_{ср \Sigma} ; \quad (1.1.9)$$

$$Q_p = K_{р р} \cdot Q_{ср \Sigma} \cdot \quad (1.1.10)$$

Полная расчетная мощность ЭП отделений:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} \quad (1.1.11)$$

Расчётный ток ЭП отделений:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (1.1.12)$$

где $U_{ном} = 0,4$ кВ – номинальное напряжение цеховой сети.

В результате произведённых расчётов по приведенным формулам полученные данные сводим в таблицу 1.

Среди электроприёмников есть как трёхфазные так и однофазные, питаемые на линейном или фазном напряжении. Необходимо как можно равномернее распределить однофазную нагрузку между фазами, чтобы не возникали недопустимые напряжения обратной последовательности и изоляция одной из фаз не изнашивалась быстрее других. В таблице 2 приведён расчёт наиболее загруженной фазы отделения токов высокой частоты и сварки для однофазных электроприёмников.

					ЮУрГУ – 13,03,02.2018.277. ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		13

Загрузку фаз определяем по полной средней мощности:

$$S_{\text{ср.ф}} = \sqrt{P_{\text{ср.ф}}^2 + Q_{\text{ср.ф}}^2}, \quad (1.1.13)$$

$$P_{\text{ср.ф.А}} = \sum_{ii=1}^{n_{AB}} P_{\text{ном.АВ}ii} \cdot k_{(AB)Aii} \cdot k_{\text{и}aai} + \sum_{ii=1}^{n_{CA}} P_{\text{ном.СА}ii} \cdot k_{(CA)Aii} \cdot k_{\text{и}aai} + \sum_{ii=1}^{n_{A0}} P_{\text{ном.А0}ii} \cdot k_{\text{и}aai}, \quad (1.1.14)$$

$$Q_{\text{ср.ф.А}} = \sum_{ii=1}^{n_{AB}} P_{\text{ном.АВ}ii} \cdot q_{(AB)Aii} \cdot k_{\text{и}aai} + \sum_{ii=1}^{n_{CA}} P_{\text{ном.СА}ii} \cdot q_{(CA)Aii} \cdot k_{\text{и}aai} + \sum_{ii=1}^{n_{A0}} P_{\text{ном.А0}ii} \cdot k_{\text{и}aai} \cdot \text{tg}\varphi_{A0ii}, \quad (1.1.15)$$

где n_{AB} и n_{CA} – число электроприемников, подключенных соответственно на линейные напряжения U_{AB} и U_{CA} ; n_{A0} – число однофазных электроприемников, подключенных на фазное напряжение U_{A0} ; $k_{(AB)A}$ и $k_{(CA)A}$ – коэффициенты приведения активной мощности однофазных электроприемников, подключенных на линейные напряжения U_{AB} и U_{CA} , к фазе «А»; $q_{(AB)A}$ и $q_{(CA)A}$ – то же по реактивной мощности; $\text{tg}\varphi_{A0}$ – коэффициент реактивной мощности однофазных электроприемников, подключенных на фазное напряжение U_{A0} .

Значения коэффициентов приведения по активной и реактивной мощности берем из учебного пособия [1].

За среднюю активную и реактивную мощность принимаем утроенную мощность наиболее загруженной фазы.

Расчётные нагрузки по цеху находим также как нагрузки по отделениям, только $K_{p\ a} = f(n_{э}; K_{и\ a}; T_0)$, T_0 – тепловая постоянная времени нагрева, для 3-го уровня электроснабжения составляет 2,5 часа, для 2-го уровня равна 10 минут и число электроприёмников формирующих график нагрузки цеха больше чем в отделении, поэтому значения коэффициента расчётной мощности берем из другой таблицы. Но если средняя активная нагрузка цеха меньше 100 кВт, то $K_{p\ a}$ берем по той же таблице что и коэффициенты расчётной мощности отделений. Результаты произведённых расчётов по РМЦ сводим в таблицу 1.

					ЮУрГУ – 13,03,02.2018.277. ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		14

Таблица 1 - Расчет электрических нагрузок по РМЦ

Исходные данные							Расчетные величины			Расчетная мощность						
По заданию технологов				Справочные данные			P _{ср} =K _{на} ·P _{ном}	Q _{ср} =K _{на} ·P _{ном} ·tgφ	n·P ² _{ном}	n _э	K _{ра}	K _{pp}	P _p , кВт	Q _p , квар	S _p , кВА	I _p , А
Наименование узлов СЭС и приемников	Количество приемников	Номинальные мощности, приведенные		K _{на}	cosφ	tgφ										
		Одного эл. приемника	Всех эл. приемников													
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Механическое отделение 1 ШР-1																
Станок металлорежущий	4	1	4,0	0,12	0,4	2,29	0,5	1,1	4,0							
Станок металлорежущий	2	5,5	11,0	0,12	0,4	2,29	1,3	3,0	60,5							
Станок металлорежущий	5	14	70,0	0,12	0,4	2,29	8,4	19,2	980,0							
Станок металлорежущий	3	40	120,0	0,12	0,4	2,29	14,4	33,0	4800,0							
Станок точильно-шлифовальный	4	3,9	15,6	0,17	0,65	1,17	2,7	3,1	60,8							
Станок шлифовальный	2	20	40,0	0,17	0,65	1,17	6,8	8,0	800,0							
Станок для испытания абраз-хкругов	1	11	11,0	0,35	0,7	1,02	3,9	3,9	121,0							
Бак для приготовления эмульсии	3	1,3	3,9	0,35	0,7	1,02	1,4	1,4	5,1							
Агрегат рециркуляционный	3	1,5	4,5	0,2	0,6	1,33	0,9	1,2	6,8							
Вентилятор	2	1,6	3,2	0,7	0,8	0,75	2,2	1,7	5,1							
Кран	1	10	10,0	0,2	0,5	1,73	2,0	3,5	100,0							
Таль электрическая	1	4	4,0	0,2	0,5	1,73	0,8	1,4	16,0							
Итого силовой нагрузки по ШР-1:	31		297,2	0,15	0,49	1,78	45,2	80,5	6959,3	13	1,52	1,05	68,7	84,2	108,7	165

Продолжение таблицы 1

Исходные данные							Расчетные величины			Расчетная мощность						
По заданию технологов				Справочные данные			$P_{ср} = k_{на} \cdot P_{ном}$	$Q_{ср} = k_{на} \cdot P_{ном} \cdot \text{tg}\varphi$	$n \cdot P_{ном}^2$	n_3	$K_{ра}$	K_{pp}	$P_p, \text{кВт}$	$Q_p, \text{квар}$	$S_p, \text{кВА}$	$I_p, \text{А}$
Наименование узлов СЭС и приемников	Количество приемников	Номинальные мощности, приведенные		$k_{на}$	$\cos\varphi$	$\text{tg}\varphi$										
		Одного эл. приемника	Всех эл. приемников													
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Механическое отделение 2 ШР-2																
Станок металлорежущий	5	1,6	8,0	0,12	0,4	2,29	1,0	2,2	12,8							
Станок металлорежущий	3	7	21,0	0,12	0,4	2,29	2,5	5,8	147,0							
Станок металлорежущий	2	10	20,0	0,12	0,4	2,29	2,4	5,5	200,0							
Станок универсальный	4	12	48,0	0,24	0,65	1,17	11,5	13,5	576,0							
Ножницы	1	15	15,0	0,12	0,4	2,29	1,8	4,1	225,0							
Станок шлифовальный	4	7	28,0	0,17	0,65	1,17	4,8	5,6	196,0							
Станок точильно-шлифовальный	3	1,6	4,8	0,17	0,65	1,17	0,8	1,0	7,7							
Машина листогибочная Зхвалковая	4	15,5	62,0	0,35	0,7	1,02	21,7	22,1	961,0							
Мешалка двухвальная	2	2,8	5,6	0,2	0,65	1,17	1,1	1,3	15,7							
Кран подвесной	2	2,5	5,0	0,2	0,5	1,73	1,0	1,7	12,5							
Агрегат рециркуляционный	3	1,5	4,5	0,2	0,6	1,33	0,9	1,2	6,8							
Вентилятор	6	1,5	9,0	0,7	0,8	0,75	6,3	4,7	13,5							
Насос	2	1,5	3,0	0,8	0,85	0,62	2,4	1,5	4,5							
Калорифер	3	60	180,0	0,6	0,9	0,48	108,0	52,3	10800,0							
Итого силовой нагрузки по ШР-2:	44		413,9	0,40	0,81	0,74	166,2	122,5	13178,4	13	1,04	1,05	172,8	128,1	215,2	327

ЮУрГУ - 13.03.02.2018.277. ПЗ ВКР

Продолжение таблицы 1

Исходные данные							Расчетные величины			n _э	K _{ра}	K _{рр}	Расчетная мощность			I _р , А
По заданию технологов				Справочные данные			P _{ср} =K _{иа} ·P _{ном}	Q _{ср} =K _{иа} ·P _{ном} ·tgφ	n·P _{ном}				P _р , кВт	Q _р , квар	S _р , кВА	
Наименование узлов СЭС и приемников	Количество приемников	Номинальные мощности, приведенные		k _{иа}	cosφ	tgφ										
		Одного эл. приемника	Всех эл. приемников													
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Сварочное отделение ШР-3																
Однофазная нагрузка	10		182,0				79,2	106,3	4220,5							
Автомат для сварки	2	0,9	1,8	0,4	0,5	1,73	0,7	1,2	1,6							
Полуавтомат шланговый	2	0,5	1,0	0,15	0,35	2,68	0,2	0,4	0,5							
Стол для сварочных работ	3	0,8	2,4	0,12	0,4	2,29	0,3	0,7	1,9							
Пила отрезная	3	7	21,0	0,12	0,4	2,29	2,5	5,8	147,0							
Машина электросварочная	2	25	50,0	0,35	0,5	1,73	17,5	30,3	1250,0							
Вентилятор	2	4,5	9,0	0,7	0,8	0,75	6,3	4,7	40,5							
Кран - балка	3	3,2	9,6	0,2	0,5	1,73	1,9	3,3	30,7							
Итого силовой нагрузки по ШР-3:	27		276,8	0,39	0,58	1,41	108,6	152,7	5692,8	13	1,04	1,05	112,9	159,7	195,6	297
Кузнечное отделение ШР-4																
Электропечь	3	110	330,0	0,8	0,95	0,33	264,0	86,8	36300,0							
Молот ковочный	4	30	120,0	0,17	0,65	1,17	20,4	23,9	3600,0							
Станок точильно-шлифовальный	4	0,5	2,0	0,17	0,65	1,17	0,3	0,4	1,0							
Аппарат рециркуляционный	3	1,5	4,5	0,2	0,6	1,33	0,9	1,2	6,8							
Кран подвесной	2	2,2	4,4	0,2	0,5	1,73	0,9	1,5	9,7							
Вентилятор	4	0,8	3,2	0,7	0,8	0,75	2,2	1,7	2,6							
Итого силовой нагрузки по ШР-4:	20		464,1	0,62	0,93	0,40	288,8	115,4	39920,0	5	1,07	1,07	309,0	123,7	332,8	506

ЮУрГУ – 13,03,02.2018.277. ПЗ ВКР

Продолжение таблицы 1																
Исходные данные										Расчетные величины			Расчетная мощность			
По заданию технологов				Справочные данные			Р _{ср} =K _{на} ·P _{ном}	Q _{ср} =K _{на} ·P _{ном} ·tgφ	п·P _{ном}	n _э	K _{ра}	K _{пр}	P _р , кВт	Q _р , квар	S _р , кВА	I _р , А
Наименование узлов СЭС и приемников	Количество приемников	Номинальные мощности, приведенные		k _{на}	cosφ	tgφ										
		Одного эл. приемника	Всех эл. приемников													
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Термическое отделение ШП-5																
Камерная печь	3	81	243,0	0,8	0,95	0,33	194,4	63,9	19683,0							
Ванна масляная	2	4	8,0	0,5	0,8	0,75	4,0	3,0	32,0							
Станок балансировочный	2	2	4,0	0,12	0,4	2,29	0,5	1,1	8,0							
Эл.печь камерная	3	45	135,0	0,8	0,95	0,33	108,0	35,5	6075,0							
Станок закалочный	5	10	50,0	0,2	0,65	1,17	10,0	11,7	500,0							
Вентилятор	2	5	10,0	0,7	0,8	0,75	7,0	5,3	50,0							
Кран-балка	1	7,5	7,5	0,2	0,5	1,73	1,5	2,6	56,3							
Итого силовой нагрузки по ШП-5:	18		457,5	0,71	0,94	0,38	325,4	123,0	26404,3	8	1	1,06	325,4	130,3	350,5	533
Монтажный участок ШП-6																
Станок для намотки	3	1	3,0	0,2	0,65	1,17	0,6	0,7	3,0							
Станок бандажировочный	3	1,5	4,5	0,12	0,4	2,29	0,5	1,2	6,8							
Ванна для лужения	3	1,6	4,8	0,6	0,85	0,62	2,9	1,8	7,7							
Агрегат рециркуляционный	2	1,5	3,0	0,2	0,6	1,33	0,6	0,8	4,5							
Кран подвесной	1	4,7	4,7	0,2	0,5	1,73	0,9	1,6	22,1							
Вентилятор	3	1	3,0	0,7	0,8	0,75	2,1	1,6	3,0							
Итого силовой нагрузки по ШП-6:	15		23,0	0,33	0,70	1,01	7,7	7,7	47,0	11	1,09	1,05	8,3	8,1	11,6	18
Итого по РМЦ	155		1932,5	0,49	0,84	0,64	941,8	601,9	92201,7	41	0,8	0,80	753,4	481,5	894,2	1359

Таблица 2 - Расчет однофазной нагрузки

Наименование узлов СЭС и эл.приемников	P _{ном}	n	n·P _{ном} ²	мощности эл.приемников, подкл. на U _л			коэффициенты приведения активной и реактивной мощности			Мощности эл.приемников, подключенных на U _ф			K _{лиа}	cosφ	tgφ	средние мощности					
				ab	bc	ca	к фазе	k	q	a	b	c				активные			реактивные		
																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 (ШР-3)																					
ЭП, подкл. на U _л																					
Трансформатор сварочный	30,0	4	3600	30			a	1	0,58				0,4	0,5	1,73	12			7,0		
							b	0	1,16								0		13,9		
				60			b	1	0,58								24		13,9		
							c	0	1,16								0		27,8		
				30			c	1	0,58									12		7,0	
							a	0	1,16								0		13,9		
Всех ЭП, подкл на U _л	90,0	4	3600													12,0	24,0	12,0	20,9	27,8	34,8
ЭП, подкл. на U _ф																					
Трансформатор сварочный	10,5	2	220,5							21,0			0,4	0,5	1,73	8,4	0	0	14,5	0,00	0,00
Электронагреватель	10	4	400							10	10	20	0,6	1	0	6,0	6,0	12,0	0	0	0
Всех ЭП, подкл на U _ф	92	6	620,5													14,4	6	12	14,5	0,00	0,00
Итого по ШР-3:	182,0	10	4220,5													26,4	30,0	24,0	35,4	27,8	34,8
Полная мощность по фазам	a	44,2			Наиболее загружена фаза А																
	b	40,9																			
	c	42,3																			

1.2 Расчет электрических нагрузок по предприятию

Вначале определяем расчётные низковольтные нагрузки 0,4 кВ остальных цехов [2].

Расчетная осветительная нагрузка $P_{p\text{ осв}}$ цеха вычисляется с учетом площади производственной поверхности пола $F_{ц}$ цеха, определяемой по генплану предприятия, удельной осветительной нагрузки $P = 0,01_{уд\text{ осв}} 0,025 \frac{\text{кВт}}{\text{м}^2}$ и коэффициента спроса на освещение $K_{с\text{ осв}}$ [1].

$$P_{p\text{ осв}} = F_{ц} \cdot P_{уд\text{ осв}} \cdot K_{с\text{ осв}}, \quad (1.2.1)$$

$$Q_{p\text{ осв}} = P_{p\text{ осв}} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{осв}}. \quad (1.2.2)$$

Коэффициент мощности осветительных приборов $\text{tg}\varphi_{\text{осв}}$ зависит от типа устанавливаемых источников света и наличия в них собственных компенсаторов реактивной мощности.

Суммируем найденные активные и реактивные расчётные мощности и находим полную расчётную низковольтную нагрузку по цеху:

$$S_p = \sqrt{(P_p + P_{p\text{ осв}})^2 + (Q_p + Q_{p\text{ осв}})^2}. \quad (1.2.3)$$

После нахождения нагрузок всех цехов, рассчитывается строка «Итого по нагрузке 0,4 кВ», в которой суммируются по колонкам номинальные активные мощности $P_{н}$, средние активные $P_{ср}$ и реактивные $Q_{ср}$ нагрузки и расчетные осветительные нагрузки $P_{p\text{ осв}}$.

Результаты произведённых по этим формулам расчётов цеховых нагрузок сведены в таблицу 3.

Далее находим расчётную высоковольтную нагрузку. Высоковольтные потребители есть в цехах 8, 11, и 12 в этих цехах установлены: синхронные двигатели и индукционные печи. Результаты расчёта нагрузок высоковольтных электроприёмников сведены в таблицу 3.

Таблицу заканчивает строка «Предприятие», 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.

					ЮУрГУ – 13,03,02.2018.277. ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		20

Таблица 3 - Расчет нагрузок по предприятию

Наименование цехов	$P_{ном}, кВт$	$\Sigma P_{ном}, кВт$	n_d	$K_{на}$	$\cos \varphi$	$\operatorname{tg} \varphi$	$P_{ср}, кВт$	$Q_{ср}, кВт$	$K_{ра}$	$P_{р}, кВт$	$Q_{р}, кВт$	$F_{ц}, м^2$	$P_{уд.осв.}, кВт/м^2$	$\cos \varphi_{осв}$	$\operatorname{tg} \varphi_{осв}$	$K_{осв.}$	$P_{р.осв.}, кВт$	$Q_{р.осв.}, кВт$	$P_{р+P_{р.осв.}}, кВт$	$Q_{р+Q_{р.осв.}}, кВт$	$S_{р}, кВА$
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.Транспортный цех		290	29	0,40	0,70	1,02	116	118	0,75	87,0	88,8	967	0,015	0,7	1,02	0,8	11,6	11,8	99	101	141
2.Котельная		1880	90	0,80	0,85	0,62	1504	932	0,8	1203,2	745,7	783	0,015	0,7	1,02	0,8	9,4	9,6	1213	755	1429
3.Градир ня		140	10	0,80	0,85	0,62	112	69	0,9	100,8	62,5	414	0,015	0,7	1,02	0,8	5,0	5,1	106	68	125
4.Блок вспомогательных цехов		1880	76	0,45	0,75	0,88	846	746	0,72	609,1	537,2	1596	0,015	0,7	1,02	0,8	19,2	19,5	628	557	839
5.РМЦ		1933	41	0,49	0,84	0,64	941,8	602	0,8	753,4	481,5	4604	0,015	0,7	1,02	0,8	55,2	56,4	809	538	971
6.Механосборочный корпус 1		18350	482	0,50	0,75	0,88	9175	8092	0,8	7340,0	6473,3	20717	0,015	0,7	1,02	0,8	248,6	253,6	7589	6727	10141
7.Гальвано-термический цех		2255	155	0,80	0,85	0,62	1804	1118	0,8	1443,2	894,4	3652	0,015	0,7	1,02	0,8	43,8	44,7	1487	939	1759
8.Кузнечно-заготовительный корпус		7260	61	0,60	0,75	0,88	4356	3842	0,8	3484,8	3073,3	24055	0,015	0,7	1,02	0,8	288,7	294,5	3773	3368	5058
9.Административное здание и столовая		360	79	0,45	0,75	0,88	162	143	0,72	116,6	102,9	1696	0,015	0,7	1,02	0,85	21,6	22,1	138	125	186
10.Механосборочный корпус 2		20330	628	0,50	0,75	0,88	10165	8965	0,75	7623,8	6723,5	25896	0,015	0,7	1,02	0,8	310,8	317,0	7935	7041	10608
11.Компрессорная станция		910	182	0,80	0,85	0,62	728	451	0,8	582,4	360,9	1519	0,015	0,7	1,02	0,8	18,2	18,6	601	380	710
12.Насосная станция		795	68	0,80	0,85	0,62	636	394	0,8	508,8	315,3	1688	0,015	0,7	1,02	0,8	20,3	20,7	529	336	627
13.Цех литья из алюминиевых сплавов		4710	211	0,65	0,75	0,88	3062	2700	0,8	2449,2	2160,0	14962	0,015	0,7	1,02	0,8	179,5	183,2	2629	2343	3521
14.Освещение территории												147780	0,002	0,7	1,02	0,6	177,3	180,9			
Итого (0,4 кВ):		61093	2112	0,55	0,77	0,84	33607	28172		26302	22019						1409	1438	27712	23457	36306
Нагрузка 10 кВ																					
8.Кузнечно-заготовительный корпус (ИП)	1600	9600	6	0,7	0,8	0,75	6720	5040	0,91	6115	5040								6115	5040	7924
11.Компрессорная станция (СД)	1600	6400	4	0,8	0,85	-0,62	5120	-3173	0,97	4966	-3173								4966	-3173	5894
12.Насосная станция (СД)	630	2520	4	0,8	0,85	-0,62	2016	-1249	0,97	1956	-1249								1956	-1249	2321
Итого (10 кВ):		18520	14	0,75	1,00	0,04	13856	618		13037	618								13037	618	13052
Предприятие		79613		0,60	0,86	0,61	47463	28789		39339	22637								40749	24074	47329

1.3 Построение картограммы электрических нагрузок

Картограмма нагрузок представляет собой размещенные на генеральном плане окружности, центры которых совпадают с центрами нагрузок цехов, а площади окружностей пропорциональны расчетным активным нагрузкам. Каждая окружность делится на секторы, площади которых пропорциональны активным нагрузкам электроприемников с напряжением до 1 кВ, электроприемников с напряжением свыше 1 кВ и электрического освещения.

Расчет картограммы начинаем с определения масштаба площадей картограммы нагрузок:

$$m = \frac{P_{p \min}}{\pi \cdot R_{\min}^2}, \quad (1.3.1)$$

где $P_{p \min}$ – минимальная активная расчетная мощность одного цеха;

$R_{\min} = 5$ мм – радиус минимальной окружности.

Затем определяем радиус каждой окружности:

$$R_i = \sqrt{\frac{P_{p i}}{\pi \cdot m}}, \quad (1.3.2)$$

где $P_{p i}$ – расчетная активная нагрузка всего цеха.

Углы секторов круга для каждого цеха определяются по формулам:

$$\alpha_{n i} = 360 \cdot \frac{P_{p n i}}{P_{p \Sigma i}}, \quad (1.3.3)$$

где $P_{p n i}$ – расчетные активные нагрузки электроприемников до 1 кВ.

Углы секторов круга для высоковольтной и осветительной нагрузки определяются так же, как и для низковольтной. Расчетную осветительную нагрузку наружного освещения распределим равномерно между всеми цехами.

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

$$X_{\text{ц}} = \frac{\sum_1^n P_{p i} \cdot x_i}{\sum_1^n P_{p i}}, \quad (1.3.4)$$

$$Y_{\text{ц}} = \frac{\sum_1^n P_{p i} \cdot y_i}{\sum_1^n P_{p i}}, \quad (1.3.5)$$

где x_i, y_i – координаты центра i -го цеха на плане предприятия.

ГПП следует располагать в центре электрических нагрузок или как можно ближе к центру, смещая её в сторону источника питания – подстанции энергосистемы [2].

Результаты расчётов картограммы электрических нагрузок сводим в таблицу 4.

Расположить ГПП в самом центре электрических нагрузок невозможно из-за близости цехов, поэтому необходимо сместить ГПП относительно центра в сторону источника питания – подстанции энергосистемы.

					ЮУрГУ – 13,03,02.2018.277. ПЗ ВКР	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ документа</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		23

Таблица 4 - Построение картограммы нагрузок

Наименование цеха, отделения, участка	P_p , кВт	$P_{p.нв}$, кВт	$P_{p.вв}$, кВт	$P_{p.осв}$, кВт	Y, м	X, м	m	R, мм	$\alpha_{нв}$	$\alpha_{вв}$	$\alpha_{осв}$	
1.Транспортный цех	112,2	87,0	0	25,2	454	201	1,43	5,0	279,1	0,0	80,9	
2.Котельная	1226,2	1203,2	0	23,0	454	287	1,43	16,5	353,2	0,0	6,8	
3.Градирня	119,4	100,8	0	18,6	418	276	1,43	5,2	304,0	0,0	56,0	
4.Блок вспомогательных цехов	641,9	609,1	0	32,8	349	133	1,43	12,0	341,6	0,0	18,4	
5.РМЦ	822,3	753,4	0	68,8	330	165	1,43	13,5	329,9	0,0	30,1	
6.Механосборочный корпус 1	7602,2	7340,0	0	262,2	316	296	1,43	41,2	347,6	0,0	12,4	
7.Гальвано-термический цех	1500,6	1443,2	0	57,4	363	474	1,43	18,3	346,2	0,0	13,8	
8.Кузнечно-заготовительный корпус	9902,3	3484,8	6115	302,3	306	627	1,43	47,0	126,7	222,3	11,0	
9.Административное здание и столовая	151,9	116,6	0	35,2	254	132	1,43	5,8	276,5	0,0	83,5	
10.Механосборочный корпус 2	7948,1	7623,8	0	324,4	145	303	1,43	42,1	345,3	0,0	14,7	
11.Компрессорная станция	5580,6	582,4	4966	31,8	195	479	1,43	35,3	37,6	320,4	2,1	
12.Насосная станция	2498,2	508,8	1956	33,9	155	479	1,43	23,6	73,3	281,8	4,9	
13.Цех литья из алюминиевых сплавов	2642,3	2449,2	0	193,1	115	623	1,43	24,3	333,7	0,0	26,3	
					Координаты центра		248	436				

2 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

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

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 ($N_{T \min}^H$) 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 [1].

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 5[1].

Таблица 5 – Экономически целесообразная мощность тра-ра цеховой ТП

σ , кВ·А/м ²	0,03...0,05	0,05...0,06	0,06...0,08	0,08...0,11	0,11...0,14
$S_{ЭТ}$, кВ·А	250	400	500	630	800
σ , кВ·А/м ²	0,14...0,18	0,18...0,25	0,25...0,34	0,34...0,5	>0,5
$S_{ЭТ}$, кВ·А	1000	1250	1600	2000	2500

Определим число трансформаторов на каждой цеховой ТП.

Находим плотность цеховой нагрузки:

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

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

Определяем экономически целесообразную единичную мощность $S_{ЭТ}$ из таблицы 5.

Минимальное экономически выгодное число трансформаторов определяется по формуле:

$$N_{\min}^{\text{ЭК}} = \frac{P_p}{K_{з\ T\ \text{доп}} \cdot S_{ЭТ}} + \Delta N_T, \quad (2.2)$$

где P_p – расчётная активная нагрузка цеха; $K_{з\ T\ \text{доп}}$ – допустимый коэффициент загрузки трансформатора в период максимума цеховой нагрузки, зависит от категории надёжности электроснабжения цеха: $K_{з\ T\ \text{доп}} = 0,65 \dots 0,7$ – для первой категории, $K_{з\ T\ \text{доп}} = 0,7 \dots 0,8$ – для второй категории, $K_{з\ T\ \text{доп}} = 0,9 \dots 0,95$ – для третьей категории, ΔN_T – добавка до ближайшего целого числа [2].

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

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

Оптимальное число трансформаторов в цехе находим по формуле:

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

где m – добавка до оптимального числа, $m = f(N_{T\ \min}; K_{з\ T\ \text{доп}}; \Delta N_T)$, берется из справочной литературы [2]. При условии $N^{\text{ЭК}} < N_{\min}^{\text{Н}}$ принимается $N_T^{\text{ОПТ}} = N_{T\ \min}$ и единичная мощность трансформаторов определяется по формуле:

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

Тип трансформаторов устанавливаемых на ТП зависит от условий эксплуатации.

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

Найдём мощности компенсирующих устройств на каждой ТП.

где Q_{1p} – предельная реактивная мощности которую сможет пропустить выбранный трансформатор не перегрузившись в нормальном режиме:

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

где N_T^{opt} – 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 на ТП.

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

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

где 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:

$$Q_{ку} = Q_p - Q_1. \quad (2.8)$$

Коэффициенты загрузки трансформаторов в нормальном и послеаварийном режимах соответственно:

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

$$K_{з\ тп/ав} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_1^2} \cdot N_{т\ в\з\ рез}}{N_T^{opt} \cdot N_{т\ в\з\ рез}} = \frac{1}{N_T^{opt}} \cdot \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_1^2}}{S_{T\ ном}}; \quad (2.10)$$

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

Потери активной мощности в трансформаторе находятся по формуле:

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

где n - число ТП в цехе; ΔP_{xx} – потери холостого хода в трансформаторе; $K_{з\ т\ норм}$ – коэффициент загрузки трансформатора в нормальном режиме; $\Delta P_{кз}$ – потери короткого замыкания.

Потери реактивной мощности в трансформаторе:

$$\Delta Q_T = \frac{n \cdot S_{T \text{ ном}}}{100} \cdot \sqrt{I_{\text{хх}}^2 + K_{3T \text{ норм}}^2 \cdot U_{\text{кз}}^2}, \quad (2.12)$$

где $I_{\text{хх}}$ – ток холостого хода; $S_{T \text{ ном}}$ - номинальная мощность трансформатора;
 $U_{\text{кз}}$ – напряжение короткого замыкания.

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

В нашем случае в цехе №2 возможно выполнить низковольтный распределительный пункт и запитать их от цеха №4. Аналогично цех №10 запитаем от цеха №6; цеха №9 и №11 от цеха №5. Однако питание от соседней ТП и установка НРП экономически выгодна, если выполняется условие:

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

где S_p – полная расчетная нагрузка цеха, l – расстояние от НРП цеха до соседней ТП (определяется по длине траншеи кабельной линии). Проверку этого условия выполним в таблице 6.

Таблица 6 – Расчет экономической выгоды установки НРП

Номер цеховой ТП	Номер низковольтного НРП	Произведение $S_p \cdot l$, кВА·м
2	1	$125 \cdot 42 = 5250$
6	2	$186 \cdot 70 = 13020$
12	3	$141 \cdot 56 = 7896$

Из таблицы 6 видно, что установка всех НРП экономически целесообразна.

В послеаварийном режиме на подстанциях № 1, 5, 6, 10, 11 в связи с выходом одного трансформатора из строя необходимо отключить часть потребителей, не участвующих в основном технологическом процессе. Их мощность найдём по формуле:

$$1,4 \cdot S_{T \text{ ном}} = \sqrt{P_p - P_{\text{роткл}}^2 + Q_1 - Q_{\text{роткл}}^2}; \quad (2.14)$$

$$Q_{\text{роткл}} = P_{\text{роткл}} \cdot \text{tg}\varphi_p; \quad (2.15)$$

$$\text{tg}\varphi_p = \frac{Q_p}{P_p}. \quad (2.16)$$

Таблица 7 - Результаты расчёта по отключаемой нагрузке

№ ТП	$S_{\text{ном т}}, \text{кВА}$	$P_p, \text{кВт}$	$Q_1, \text{кВар}$	$\text{tg}\varphi_p$	$P_{\text{р.откл}}, \text{кВт}$	$Q_{\text{р.откл}}, \text{кВар}$
ТП №1	1250	1487	939	0,63	7,4	4,7
ТП №5	630	809	538	0,67	74,3	49,4
ТП №6	630	767	655	0,85	95,8	81,8
ТП №10	400	601	221	0,37	75,1	27,6
ТП №11	400	529	336	0,64	56,3	35,8

Освещение территории предприятия производим с ближайших цеховых ТП. Это возможно благодаря тому, что мощность освещения невелика и оно включается вечером, когда часть оборудования уже отключена [2].

Все расчеты по выбору числа и мощности трансформаторов сведем в таблицу 8.

					ЮУрГУ – 13,03,02.2018.277. ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		29

Таблица 8 - Выбор числа и мощности трансформаторов

Номера цехов и подразделений	Катег. по надёжн.	N _{T min}	P _p , кВт	Q _p , квар	S _p , кВА	F	σ	S _{эт}	тип тр-ра	K _{з доп норм}	N _{T min}	ΔN _T	N _{T min}	m	N _{T орг}	S _{T ном}	№ п/ст	Q _{ip}	Q _i	Q _{ку}	K _{з т норм}	K _{з т п/ав}
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
7.Гальвано-термический цех	II	2	1487	939	1759	3652	0,48	2000	ТМГ	0,8	1,00	0,07	2	0	2	1250	1	1337	939	0	0,70	1,4*
6.Механосборочный корпус 1	II		7589	6727	10141	20717	0,49															
3.Градирия	II		106	68	125	414											НПИ 1					
Итого	II	2	7694	6794	10265	21131	0,49	2000	ТМГ	0,75	6,00	0,87	6	0	6	2000	2,3,4	4667	4667	2127	0,75	0,9
5.РМЦ	II	2	809	538	971	4604	0,21	1250	ТМГ	0,8	1,25	0,44	2	0	2	630	5	602	538	0	0,77	1,4*
4.Блок вспомогательных цехов	II		628	557	839	1596	0,53															
9.Административное	II		138	125	186	1696											НПИ 2					
Итого	II	2	767	682	1026	3292	0,53	2500	ТМГ	0,8	1,00	0,62	2	0	2	630	6	655	655	27	0,8	1,4*
10.Механосборочный корпус 2	II	2	7935	7041	10608	25896	0,41	2000	ТМГ	0,8	5,00	0,04	5	1	6	2000	7,8,9	5401	5401	1639	0,8	1
11.Компрессорная станция	II	2	601	380	710	1519	0,47	2000	ТМГ	0,8	1,00	0,62	2	0	2	400	10	221	221	159	0,8	1,4*
12.Насосная станция	II	2	529	336	627	1688	0,37	2000	ТМГ	0,8	1,00	0,67	2	0	2	400	11	360	336	0	0,78	1,4*
2.Котельная	II		1213	755	1429	783	1,83															
1.Транспортный цех	III		99	101	141	967											НПИ 3					
Итого	II	2	1311	856	1566	1749	1,83	2500	ТМГ	0,8	0,84	0,18	2	0	2	1250	12	1510	856	0	0,62	1,3
8.Кузнечно-заготовительный корпус	II	2	3773	3368	5058	24055	0,21	1250	ТМГ	0,8	4,00	0,23	4	0	4	1250	13,14	1337	1337	2030	0,8	1,1
13.Цех литья из алюминиевых сплавов	II	2	2629	2343	3521	14962	0,24	1250	ТМГ	0,8	3,00	0,37	3	0	3	1250	15,16	1443	1443	900	0,8	1,2
13.Цех литья из алюминиевых сплавов	II	2	2629	2343	3521	14962	0,24	1250	ТМГ	0,8	3,00	0,37	3	1	4	1000	15,16	1823	1823	520	0,8	1,1

Продолжение таблицы 8									
Номера цехов и подразделений	U _{кз} , %	P _{хх} , кВт	P _{кз} , кВт	I _{хх} , %	ΔP _{тр} , кВт	ΔQ _{тр} , квар	P _р +ΔP _{тр} , кВт	Q ₁ +ΔQ _{тр} , квар	S _р , кВА
1	24	25	26	27	28	29	30	31	32
7.Гальвано-гермический цех	4,8	2,65	10,8	1,2	16	89	1503	1029	1821
6.Механосборочный корпус 1									
3.Градирня									
Итого	4,8	3,75	16,5	1	78	444	7773	5111	9303
5.РМЦ	5,5	1,68	5,6	1,8	10	64	819	602	1016
4.Блок вспомогательных цехов									
9.Административное									
Итого	5,5	1,68	5,6	1,8	11	67	777	722	1060
10.Механосборочный корпус 2	4,8	3,75	16,5	1	86	489	8020	5890	9951
11.Компрессорная станция	4,5	0,95	5,5	2,1	9	40	610	261	663
12.Насосная станция	4,5	0,95	5,5	2,1	9	39	538	375	655
2.Котельная									
1.Транспортный цех									
Итого	4,8	2,65	10,8	1,2	14	77	1325	933	1620
8.Кузнечно-заготовительный корпус	4,8	2,65	10,8	1,2	38	214	3812	1551	4115
13.Цех литья из алюминиевых сплавов	4,8	2,65	10,8	1,2	29	160	2657	1603	3104
13.Цех литья из алюминиевых сплавов	5,5	1,90	10,8	1,2	35	189	2664	2012	3338

Изм.	
Лист	
№ документа	
Подпись	
Дата	

ЮУрГУ – 13,03,02.2018.277. ПЗ ВКР

3 ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ СХЕМЫ И НАПРЯЖЕНИЯ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

3.1 Выбор схемы и напряжения внешнего электроснабжения

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

Из всех возможных вариантов внешнего электроснабжения нужно выбрать оптимальный, т. е. имеющий наилучшие технико-экономические показатели. Для этого, прежде всего, следует найти величину рационального напряжения, которую возможно оценить по приближенной формуле Стилла:

$$U_{\text{рац}} = 4,34 \cdot \sqrt{L} + 0,016 \cdot P_{\text{рп}}, \text{ кВ} \quad (3.1.1)$$

где L – длина питающей ГПП линии, км; $P_{\text{рп}}$ – расчетная активная нагрузка предприятия на стороне низшего напряжения ГПП, кВт.

Расчетная (максимальная) активная нагрузка предприятия:

$$P_{\text{рп}} = \sqrt{P_{\text{рн/в}} + P_{\text{рв/в}} + \Delta P_{\text{т}\Sigma}} \cdot K_{\text{о м}} + P_{\text{р о}}, \quad (3.1.2)$$

где $P_{\text{р н/в}}$ – расчетная низковольтная активная нагрузка всех цехов и других потребителей предприятия; $P_{\text{р в/в}}$ – расчетная активная высоковольтная нагрузка предприятия, создаваемая высоковольтными синхронными, асинхронными электродвигателями, преобразовательными подстанциями и т. п.; $P_{\text{р о}}$ – расчетная активная нагрузка освещения предприятия, включающая внутрицеховое и наружное освещение; $\Delta P_{\text{т}\Sigma}$ – суммарные потери активной мощности в трансформаторах цеховых ТП; $K_{\text{о м}}$ – коэффициент одновременности максимумов.

$$K_{\text{о м}} = f(m; K_{\text{и а}}) = 0,85, \quad (3.1.3)$$

где m – число графиков из которых формируется график нагрузки рассматриваемого узла.

Тогда:

$$P_{\text{рп}} = (26302 + 13037 + 299) \cdot 0,85 + 1409 = 35102 \text{ кВт.}$$

Величина рационального напряжения:

$$U_{\text{рац}} = 4,34 \cdot \sqrt{8,5} + 0,016 \cdot 35102 = 104 \text{ кВ.}$$

					ЮУрГУ – 13,03,02.2018.277. ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		32

Величина рационального напряжения близка к стандартному существующему уровню напряжения 110кВ на подстанции энергосистемы. Следовательно, расчет ведем для одного уровня напряжения 110кВ.

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

$$S_{p\pi} = \sqrt{P_{p\pi}^2 + Q_{\varepsilon c}^2}, \quad (3.1.4)$$

где $Q_{\varepsilon c}$ – экономически целесообразная реактивная мощность на стороне высшего напряжения ГПП, потребляемая предприятием от энергосистемы.

$$Q_{\varepsilon c} = P_{p\pi} \cdot \operatorname{tg}\varphi, \quad (3.1.5)$$

где $\operatorname{tg}\varphi = 0,31$ для сети 110кВ.

Тогда:

$$Q_{\varepsilon c} = 35102 \cdot 0,31 = 10882 \text{ квар.}$$

Полная расчетная нагрузка предприятия:

$$S_{p\pi} = \sqrt{35102^2 + 10882^2} = 36750 \text{ кВА.}$$

Реактивную мощность потребляемую трансформаторами на ГПП определим по формуле:

$$\Delta Q_{m.znn} \approx 0,07 \cdot \sqrt{P_p^2 + Q_{\varepsilon c}^2}, \quad (3.1.6)$$

$$\Delta Q_{m.znn} = 0,07 \cdot \sqrt{35102^2 + 10882^2} = 2573 \text{ кВар.}$$

Мощность трансформаторов ГПП определяется из соотношения:

$$S_T \geq \frac{\sqrt{P_{p\pi}^2 + (Q_{\varepsilon c} - \Delta Q_{m.znn})^2}}{(NN_m - 1) \cdot K_{\text{пер. доп. (п/ав)}}}, \quad (3.1.7)$$

где $NN_m = 2$ – число трансформаторов ГПП; $K_{\text{пер. доп. (п/ав)}} = 1,3$ – допустимый коэффициент загрузки трансформаторов в послеаварийном режиме.

Тогда:

$$S_T \geq \frac{\sqrt{35102^2 + (10882 - 2573)^2}}{(2 - 1) \cdot 1,3} = 27748 \text{ кВА.}$$

					ЮУрГУ – 13,03,02.2018.277. ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		33

Для электроснабжения предприятия выбираем трансформаторы ГПП типа ТРДН-32000/110/10 – трансформатор силовой, двухобмоточный класса 110 кВ, который выпускает компания «Тольяттинский Трансформатор». Трансформаторы с регулированием напряжения под нагрузкой (РН) в стороне ВН в диапазоне 16 % 9 ступеней с системой охлаждения вида «Д», предназначены для работы в сетях общего назначения. Сведем полученные результаты в таблицу 9.

Таблица 9 – Выбор трансформаторов ГПП

Напряжение, кВ	110
Экономически целесообразная реактивная мощность, кВар	10882
Полная расчетная нагрузка, кВА	36750
Мощность трансформаторов ГПП, кВА	27748
Тип трансформаторов на ГПП	ТРДН-32000/110
Номинальная мощность трансформатора, кВА	32000
Напряжение на высокой стороне, кВ	115
Напряжение на низкой стороне, кВ	10,5
Потери холостого хода, кВт	25
Потери короткого замыкания, кВт	160
Напряжение короткого замыкания, %	10,5
Ток холостого хода, %	0,28
Коэффициент загрузки в нормальном режиме	0,57
Коэффициент загрузки в послеаварийном режиме	1,15

Вариант схемы электроснабжения на 110 кВ представлен на рисунке 1.

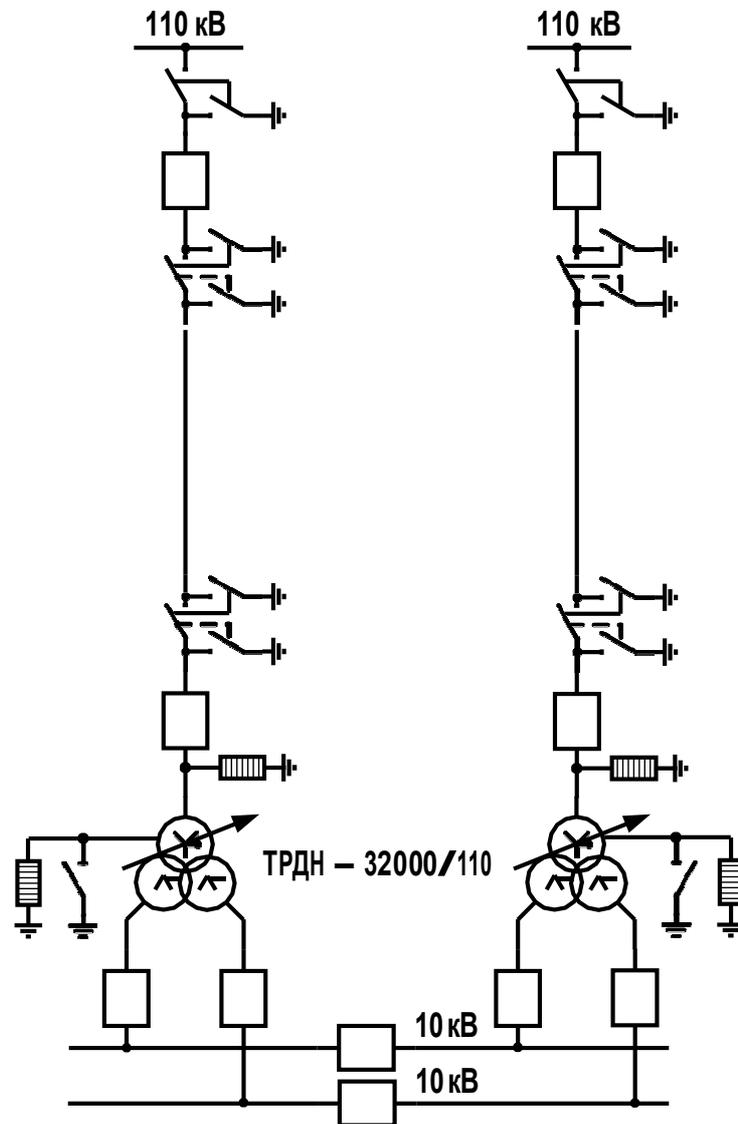


Рисунок 1 - Схема внешнего электроснабжения предприятия

3.2 Выбор аппаратов схемы внешнего электроснабжения

Определим потери электроэнергии в силовых трансформаторах ГПП.
Потери мощности в трансформаторах:

$$\Delta P_T = n \cdot \Delta P_{xx} + K_{з\ T\ норм}^2 \cdot \Delta P_{кз}, \quad (3.2.1)$$

$$\Delta Q_T = \frac{n \cdot S_{T\ норм}}{100} \cdot \Delta I_{xx} + K_{з\ T\ норм}^2 \cdot U_{кз}, \quad (3.2.2)$$

$$\Delta P_T = 2 \cdot (25 + 0,57^2 \cdot 160) = 154 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_T = \frac{2 \cdot 32000}{100} \cdot (0,28 + 0,57^2 \cdot 10,5) = 2363 \text{ квар}.$$

Потери электроэнергии в трансформаторе:

$$\Delta W W_T = n \cdot \Delta P_{xx} \cdot T_r + K_{3T \text{ норм}}^2 \cdot \Delta P_{кз} \cdot \tau, \quad (3.2.3)$$

где τ – годовое число часов максимальных потерь, определяемое из соотношения:

$$\tau = 0,124 + \frac{T_M^2}{10^4} \cdot 8760, \quad (3.2.4)$$

где T_M – годовое число часов использования получасового максимума активной нагрузки, $T_M = 4000$ ч.; T_r – годовое число часов работы предприятия [1].

Тогда:

$$\tau = 0,124 + \frac{4000^2}{10^4} \cdot 8760 = 2405,$$

$$\Delta W = 2 \cdot (25 \cdot 8760 + 0,57^2 \cdot 160 \cdot 2405) = 688 \frac{\text{МВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}}.$$

Рассчитаем линию электропередачи от подстанции энергосистемы до ГПП предприятия.

Нагрузка в начале линии:

$$S_{p \text{ л}} = \sqrt{(P_{p \text{ л}} + \Delta P_T)^2 + Q_{эс}^2}, \quad (3.2.5)$$

$$S_{p \text{ л}} = \sqrt{(35102 + 154)^2 + 10882^2} = 36,9 \text{ МВА}.$$

Расчетный ток одной цепи линии напряжением 110 кВ:

$$I_{p \text{ л}} = \frac{S_{p \text{ л}}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}} = \frac{36896,8}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 96,8 \text{ А}. \quad (3.2.6)$$

Ток в послеаварийном режиме (в случае питания всей нагрузки по одной цепи линии):

$$I_{п/ав} = 2 \cdot I_{p \text{ л}} = 2 \cdot 96,8 = 193,6 \text{ А}. \quad (3.2.7)$$

Сечение проводов линий находим по экономической плотности тока:

$$F_{э} = \frac{I_{p \text{ л}}}{j_{э}} = \frac{96,8}{1,1} = 88 \text{ мм}^2, \quad (3.2.8)$$

					ЮУрГУ – 13,03,02.2018.277. ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		36

где $j_э = 1,1$ – экономическая плотность тока, А/мм²[7].

Необходимо выбрать ближайшее стандартное сечение. Выбираем провод АС 95/16. Провод имеет длительно допустимый ток $I_{д доп} = 330$ А и удельные сопротивления [7]

$$r_0 = 0,301 \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \text{ и } x_0 = 0,434 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$$

Проверяем провод по нагреву в послеаварийном режиме:

$$I_{д доп} = 330 \text{ А} > I_{п/ав} = 193,6 \text{ А.} \quad (3.2.9)$$

Потери активной энергии в проводах линии за год:

$$\Delta W W_{л} = n \cdot \sum_{р л} 3 \cdot I_{р л}^2 \cdot r_0 \cdot l \cdot \tau \quad (3.2.10)$$

$$\Delta W W_{л} = 2 \cdot (3 \cdot 96,8^2 \cdot 0,301 \cdot 8,5 \cdot 2405) = 346 \frac{\text{МВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}}$$

Рассчитаем токи короткого замыкания в начале отходящих линий от питающей подстанции энергосистемы и на вводах ГПП или ЦРП.

Исходная схема питания промышленного предприятия и схема замещения для расчета токов короткого замыкания приведены на рисунке 2.

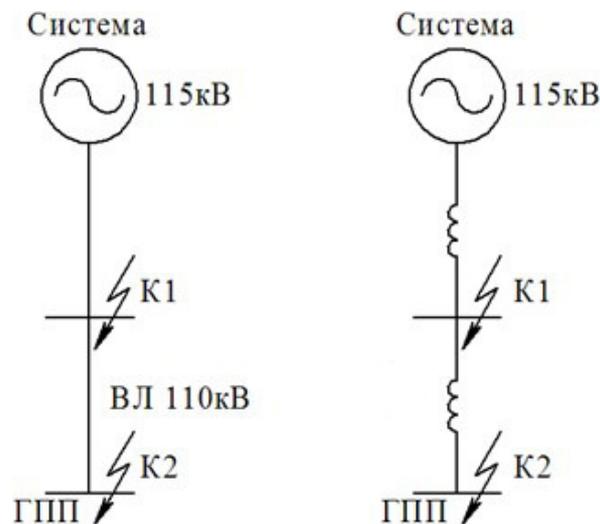


Рисунок 2 – а) Исходная схема питания, б) схема замещения

Определим параметры схемы замещения. При мощности короткого замыкания $S_c = 4070$ МВА и базисной мощности $S_б = 1000$ МВА за базисное напряжение принимаем среднее напряжение в ступени, где рассматривается КЗ. Среднее напряжение на 5% больше номинального, следовательно, $U_б = 115$ кВ.

Сопротивление системы в относительных единицах:

$$x_{c*} = \frac{S_6}{S_{кз\ K1}} = \frac{1000}{4070} = 0,25 \text{ о. е.} \quad (3.2.11)$$

Сопротивление воздушной линии 110 кВ:

$$x_{л*} = \frac{x_0 \cdot L \cdot S_6}{U_6^2} = \frac{0,434 \cdot 8,5 \cdot 1000 \cdot 10^6}{115^2 \cdot 10^6} = 0,28 \text{ о. е.} \quad (3.2.12)$$

Определяем ток короткого замыкания в точке K1:

$$I_{п\ |0|\ K1} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6 \cdot x_{c*}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 0,25} = 20,1 \text{ кА.} \quad (3.2.13)$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{y\ K1} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{п\ |0|\ K1} = \sqrt{2} \cdot 1,7 \cdot 20,1 = 48,3 \text{ кА,} \quad (3.2.14)$$

где K_y – ударный коэффициент.

Рассчитаем ток КЗ в точке K2:

$$I_{п\ |0|\ K2} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6 \cdot (x_{c*} + x_{л*})} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot (0,25 + 0,28)} = 9,5 \text{ кА,} \quad (3.2.15)$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{y\ K2} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{п\ |0|\ K2} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 9,5 = 24,2 \text{ кА,} \quad (3.2.16)$$

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

Выбор и проверка выключателей производится по следующим параметрам:

а) по номинальному напряжению: $U_c \leq U_{ном}$,

б) по номинальному току: $I_{раб\ max} \leq I_{ном}$,

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

$$I_{раб\ max} = \frac{1,4 \cdot S_{ГПП}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$$

в) по номинальному току электродинамической стойкости

- симметричному: $I_{п\ |0|} \leq I_{дин}$,

- асимметричному: $i_{y\ max} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{п\ |0|} \leq I_{дин\ max} = \sqrt{2} \cdot \bar{K}_y \cdot I_{дин}$.

г) по номинальному току отключения

- симметричному: $I_{пт} \leq I_{откл}$,
- асимметричному: $\sqrt{2} \cdot I_{пт} + i_{ат} \leq \sqrt{2} \cdot I_{откл} \cdot \left[1 + \frac{\beta_{норм}}{100} \right]$,

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

д) по номинальному импульсу квадратичного тока (по термической стойкости)

$$B_k = I_{пт}^2 \cdot (t_3 + t_B + T_a) \leq B_{к доп} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер},$$

где $t_3 = 0,01$ с – минимальное время действия релейной защиты; t_B – собственное время отключения выключателя по каталогу; T_a – время затухания аperiodической составляющей тока КЗ.

Выбираем выключатели:

Намечаем к установке на вводе ГПП выключатели типа ВЭБ-110П-40/2500 У1[7]. Это элегазовый выключатель для наружной установки.

Рабочий ток выключателя в наиболее утяжеленном режиме:

$$I_{раб max} = \frac{1,4 \cdot S_{Т ном}^{ГПП}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1,4 \cdot 32000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 235 \text{ А.} \quad (3.2.17)$$

Время отключения выключателя:

$$\tau = t_{3 min} + t_{с в} = 0,01 + 0,035 = 0,045 \text{ с.} \quad (3.2.18)$$

где $t_{3 min}$ – минимальное время срабатывания защиты; $t_{с в}$ – собственное время срабатывания выключателя.

Значение аperiodической составляющей тока КЗ в момент времени τ :

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{п | 0| КЗ} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 20,1 \cdot e^{-\frac{0,045}{0,03}} = 6,3 \text{ кА,} \quad (3.2.19)$$

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

Нормированное значение аperiodической составляющей тока отключения для данного выключателя:

$$i_{а норм} = \sqrt{2} \cdot \beta_{норм} \cdot I_{откл ном} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 40 \text{ кА} = 22,6 \text{ кА,} \quad (3.2.20)$$

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

					ЮУрГУ – 13,03,02.2018.277. ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		39

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

$$W_k = I_{п\ d\ K1}^2 \cdot (t_z + t_{с\ в} + T_a), \quad (3.2.21)$$

$$W_k = 20,1^2 \cdot (0,01 + 0,035 + 0,03) = 30,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$W_{к\ доп} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (3.2.22)$$

где $I_{тер}$ – ток термической стойкости для выбранного выключателя; $t_{тер}$ – время протекания термической стойкости.

Сведем расчетные и каталожные данные в таблицу 10.

Таблица 10 – Расчетные и каталожные данные выключателей

Параметры аппарата	Данные установки	Каталожные данные
Номинальное напряжение, кВ	110	110
Номинальный ток, А	96,8	2500
Номинальный ток отключения, кА	20,1	40
Номинальный ток электродинамической стойкости, кА	48,3	102
Тепловой импульс, кА ² · с	30,3	4800

Из таблицы видно, что выключатель подходит для установки.

Выбираем разъединители:

Разъединители выбираются по:

а) номинальному напряжению: $U_c \leq U_{ном}$

б) номинальному длительному току: $I_{раб\ утяж} \leq I_{ном}$

в) электродинамической стойкости: $i_{у\ max} \leq I_{дин}$

г) термической стойкости: $W_k \leq W_{к\ доп}$

К установке намечаем разъединители типа РГ-110/1000 УХЛ1.

Сведем расчетные и справочные данные в таблицу 11.

Таблица 11– Расчетные и каталожные данные разъединителей

Параметры аппарата	Данные установки	Каталожные данные
Номинальное напряжение, кВ	110	110
Номинальный длительный ток, А	96,8	1000
Номинальный ток электродинамической стойкости, кА	48,3	80
Тепловой импульс, кА ² · с	30,3	2976

Выбранный разъединитель удовлетворяет условиям

Выбираем ограничители перенапряжения:

Для защиты от атмосферных и коммутационных перенапряжений устанавливаем ограничители перенапряжений ОПНп-110/73/10/2-III УХЛ1 с $U_{ном} = 110$ кВ.

В нейтрали трансформаторов устанавливаем ограничители перенапряжений. ОПН-У-110/56 УХЛ1. Они предназначены для защиты нейтрали трансформаторов от коммутационных перенапряжений в нейтрали трансформатора.

					ЮУрГУ – 13,03,02.2018.277. ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		41

4 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ СХЕМЫ ВУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Распределение электроэнергии от ЗРУ до ЦТП осуществляется по распределительным сетям 10 кВ. Выбор схемы зависит от требуемых степеней надежности электроснабжения, а также от территориального расположения потребителей относительно ЗРУ и относительно друг друга.

Следует учитывать, что к электрической сети предъявляются определенные технико-экономические требования, с учетом которых и производится выбор наиболее приемлемого варианта.

Экономические требования сводятся к достижению по мере возможности наименьшей стоимости передачи электрической энергии по электрической сети, поэтому следует стремиться к снижению капитальных затрат на строительство и принимать меры к уменьшению ежегодных эксплуатационных расходов. Одновременный учет капитальных вложений и эксплуатационных расходов может быть произведен с помощью метода приведенных затрат. В связи с этим оценка экономичности варианта электрической сети производится по приведенным затратам.

Выбор наиболее приемлемого, удовлетворяющего технико-экономическим требованиям варианта - это один из основных вопросов при проектировании любого инженерного сооружения, в том числе и электрической сети.

Рассмотрим варианты электроснабжения цеха литья из алюминиевых сплавов: по радиальной схеме с тремя трансформаторами 1250кВА и по магистральной схеме с четырьмя трансформаторами 1000кВА.

Схемы сравниваемых вариантов представлены на рисунке 3, 4.

Ранее в пункте 3 для обоих вариантов выбрали ЦТП и они представлены в таблице 8.

Рассчитаем питающие кабельные линии для ЦТП 1, 2 варианта и расчеты сведем в таблицу 12.

Методика расчета сечений КЛ:

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:

$$I_{p \text{ кл}} = \frac{S_{p \text{ кл}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (4.1)$$

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

					ЮУрГУ – 13,03,02.2018.277. ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		42

Сечение кабельной линии, определяемое по экономической плотности тока:

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{\text{р кл}}}{j_{\text{э}}}, \quad (4.2)$$

где $j_{\text{э}}$ – экономическая плотность тока, зависящая от типа кабеля и продолжительности использования максимума нагрузки.

Допустимый ток кабеля с учетом условий его прокладки:

$$I'_{\text{доп}} = k_{\text{п}} \cdot k_{\text{т}} \cdot I_{\text{доп}} > \frac{I_{\text{р кл}}}{n_{\text{кл}}}, \quad (4.3)$$

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 запараллеленных кабелей в кабельной линии.

Допустимая перегрузка кабеля в послеаварийном режиме:

$$I'_{\text{ав}} = k_{\text{ав}} \cdot I'_{\text{доп}} > \frac{I_{\text{ав}}}{n_{\text{кл}}} = \frac{2 \cdot I_{\text{р кл}}}{n_{\text{к}}}, \quad (4.4)$$

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

Потеря напряжения в кабельной линии:

$$\Delta U = \frac{P_{\text{р}} \cdot r_0 \cdot l + Q_{\text{р}} \cdot x_0 \cdot l}{n_{\text{кл}} \cdot U_{\text{м}}^2} \cdot 100\% \leq \Delta U_{\text{доп}} = 5\%, \quad (4.5)$$

где $P_{\text{р}}$, $Q_{\text{р}}$ – расчетные активная и реактивная нагрузки; x_0 , r_0 – удельные индуктивное и активное сопротивления кабеля.

Потери электроэнергии в КЛ определяются:

$$\Delta W W_{\text{кл}} = n \cdot \sqrt{3} \cdot I_{\text{р кл}}^2 \cdot r_0 \cdot l \cdot \tau. \quad (4.6)$$

Рассчитаем питающие КЛ для 1,2 варианта и расчеты сведем в таблицу 12.

					ЮУрГУ – 13,03,02.2018.277. ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		43

Изм.	
Лист	
№ документа	
Подпись	
Дата	

ЮУрГУ – 13,03,02.2018.277. ПЗ ВКР

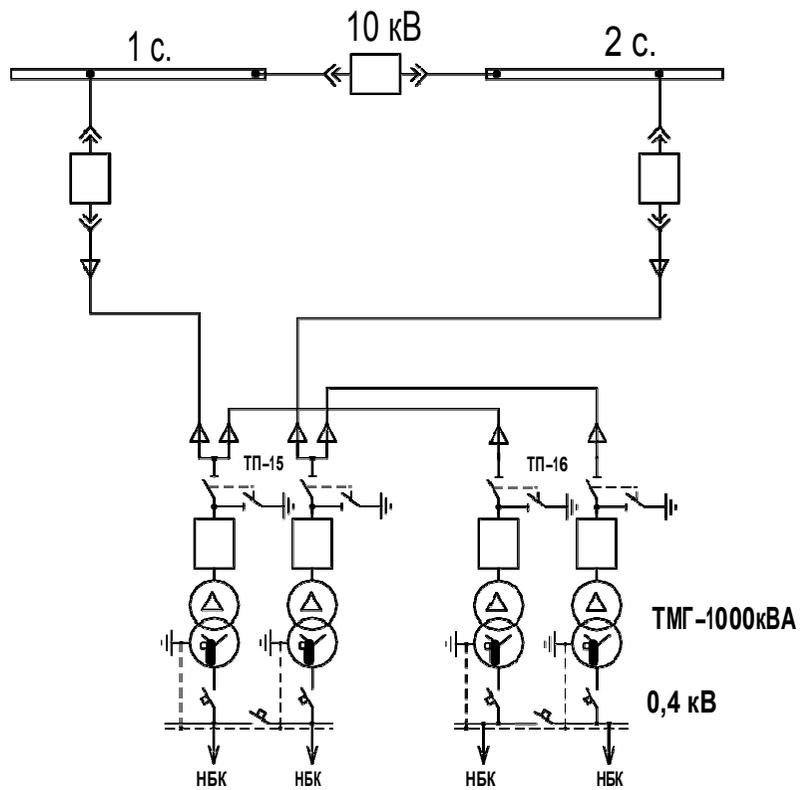


Рисунок 3 - Магистральная схема электроснабжения цеха литья из алюмелевых сплавов с двумя 2х трансформаторными ТП

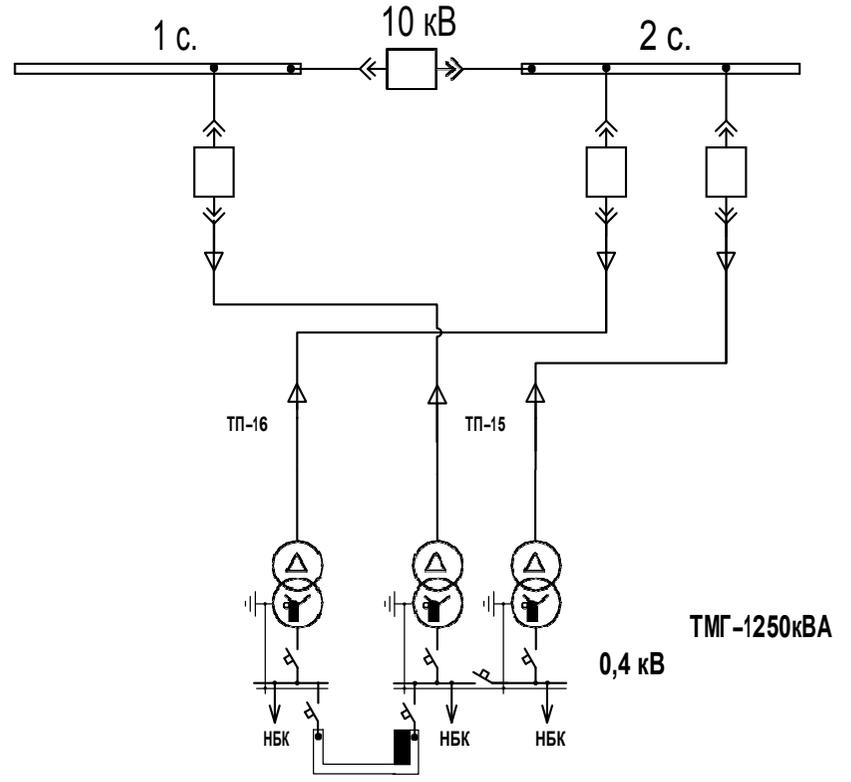


Рисунок 4 - Радиальная схема электроснабжения цеха литья из алюминиевых сплавов с 2х трансформаторной и одно трансформаторной ТП

Таблица 13 - Расчет кабельных линий для вариантов 1,2.

Вариант	Конечные пункты КЛ	Pp, кВт	Qp, квар	Sp, кВА	Iрк, А	Fэ, мм ²	Fст, мм ²	Тип кабеля	пк	Способ прокладки	Нагрузка, А		Iдоп, А	Кп, о.е.	Кт, о.е.	Гдоп, А	Кав, о.е.	Гав, А	L, км	го, Ом/км	хо, Ом/км	ΔU, %	ΔW, кВт*час/год	Nлиний	ΔW*Nлиний, кВт*час/год
											норм реж.	п/а реж.													
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
Кабельные линии 10 кВ																									
1	ГПП-ТП15	1332	1006	1669	92	66	95	ААШп	1	т/лоток	92	184	155	1	1,05	163	1,25	203	0,267	0,326	0,083	0,14	5315	2	10631
	ТП15-ТП16	666	503	835	46	33	35	ААШп	1	лоток	46	92	80	1	1,05	84	1,25	105	0,054	0,890	0,095	0,03	734	2	1467
2	ГПП-ТП15	886	534	1035	57	41	50	ААШп	1	т/лоток	57	114	105	1	1,05	110	1,25	138	0,267	0,620	0,09	0,16	3881	2	7761
	ГПП-ТП16	886	534	1035	57	41	35	ААШп	1	т/лоток	57	-	80	1	1,05	84	-	-	0,321	0,890	0,095	0,27	6697	1	6697

Рассчитаем потери электроэнергии в цеховых трансформаторах для рассматриваемых вариантов:

Вариант 1

$$\Delta W_T = 4 \cdot (1,9 \cdot 8760 + 0,8^2 \cdot 10,8 \cdot 2405) = 133069 \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}}$$

Вариант 2

$$\Delta W_T = 3 \cdot (2,65 \cdot 8760 + 0,8^2 \cdot 10,8 \cdot 2405) = 119512 \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}}$$

Рассчитаем потери электроэнергии в КЛ питающих ЦТП:

Вариант 1

$$\Delta WW_{\text{ГПП-ТП15}} = 2 \cdot (3 \cdot 92^2 \cdot 0,326 \cdot 0,267 \cdot 2405) = 10631 \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}}$$

$$\Delta WW_{\text{ТП15-ТП16}} = 2 \cdot (3 \cdot 46^2 \cdot 0,890 \cdot 0,054 \cdot 2405) = 1467 \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}}$$

Вариант 2

$$\Delta WW_{\text{ГПП-ТП16}} = 1 \cdot (3 \cdot 57^2 \cdot 0,890 \cdot 0,321 \cdot 2405) = 6697 \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}}$$

$$\Delta WW_{\text{ТП2-ТП15}} = 2 \cdot (3 \cdot 57^2 \cdot 0,620 \cdot 0,267 \cdot 2405) = 7761 \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}}$$

Выбор варианта схемы электроснабжения производится на основе сопоставления двух вариантов: по радиальной и по магистральной схеме. Ущерб учитывать не будем, так как примем эти варианты равнонадежными с целью сокращения расчетов. Оценим: потери в кабельных линиях, в цеховых трансформаторах и их стоимость, учтем стоимость электрооборудования количество которого разное в схемах.

Определим технико-экономические показатели вариантов.

Годовые приведенные затраты находятся по выражению:

$$Z_{\text{ГЭ}} = E_{\text{нЭ}} \cdot K_{\Sigma} + C_{\text{э}} + Y, \quad (4.7)$$

где: $E_{\text{нЭ}}$ – общие ежегодные отчисления от капитальных вложений, являющиеся суммой нормативного коэффициента эффективности $E_{\text{н}}=0,12$, отчислений на амортизацию E_{ai} и расходов на обслуживание E_{oi} , для силового оборудования принимается равным 0,165; K_{Σ} – сумма капитальных затрат i – й группы одинаковых элементов, определяется по прейскурантам; $C_{\text{э}}$ – стоимость годовых потерь электроэнергии; Y – народнохозяйственный ущерб от перерывов электроснабжения. Определяется для вариантов, неравноценных по надежности.

					ЮУрГУ – 13,03,02.2018.277. ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		46

Для учебного проектирования рассматриваются равнонадежные варианты и этот показатель, таким образом, из расчетов исключается.

Стоимость потерь электроэнергии по двухставочному тарифу:

$$C_{\text{э}} = (\Delta W_{\text{т}} + \Delta W_{\text{кл}}) \cdot C_0, \quad (4.8)$$

где: C_0 – удельная стоимость потерь электроэнергии.

Удельная стоимость потерь электроэнергии:

$$C_0 = \delta \cdot \frac{\alpha \cdot K_{\text{м}}}{\tau} + \beta, \quad (4.9)$$

где: $\alpha = 1234,3 \cdot 12 = 14811,6$ руб/кВт · год – основная ставка тарифа;
 $\beta = 1,457$ руб/кВт · ч – стоимость одного кВт · ч электроэнергии; $K = \frac{\Delta P_{\text{э}}}{\Delta P_{\text{м}}} \approx 1$

– отношение потерь активной мощности предприятия $\Delta P_{\text{э}}$ в момент наибольшей активной нагрузки энергосистемы к максимальным потерям $\Delta P_{\text{м}}$ активной мощности предприятия, определяется на основании графиков нагрузок предприятия и энергосистемы; δ – коэффициент учитывающий потери на передачу и трансформацию электрической энергии, равный 1,07-1,11 для сетей напряжением 6(10) кВ.

Тогда удельная стоимость потерь электроэнергии:

$$C_0 = 1,11 \cdot \frac{14811,6 \cdot 1}{2405} + 1,457 = 8,45 \frac{\text{руб}}{\text{кВт}} \cdot \text{год}.$$

Для 1 варианта:

Стоимость потерь электроэнергии по двухставочному тарифу:

$$C_{\text{э}} = (133069 + (10631 + 1467)) \cdot 8,45 = 1227 \text{ тыс. руб/год}.$$

Тогда годовые приведенные затраты:

$$Z_{\text{г}\Sigma} = 1227 + 754 = 1981 \text{ тыс. руб}.$$

Цены на кабельную продукцию, ячейки берем из [8].

Сведем расчеты в таблицу 13.

					ЮУрГУ – 13,03,02.2018.277. ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		47

Таблица 13 – Расчет затрат по 1 варианту

Наименование оборудования	Единицы измерения	Кол-во	Стоимость единицы, тыс. руб.	Кап. вложения, тыс. руб.	Отчис-	Затраты, тыс.руб.	Потери эл. энергии, (кВт*ч)/год	Стоимость потерь электроэнергии, тыс. руб.
					ления, о.е.			
КЛ 10 кВ в т/лотоке ААШп 3х95	км	0,533	418	223	0,165	37	10631	90
КЛ 10 кВ в лотоке ААШп 3х35	км	0,109	190	21	0,165	3	1467	12
трансформатор ТМГ 1000кВА	шт	4	488	1952	0,193	377	133069	1 125
Ячейка КРУ	шт	2	500	1000	0,165	165	-	-
Ячейка КСО с вакуумным выключателем	шт	4	260	1040	0,165	172	-	-
ИТОГО				4236		754	145167	1227

Для 2 варианта:

Стоимость потерь электроэнергии по двухставочному тарифу:

$$C_3 = (119512 + (7761 + 66197)) \cdot 8,45 = 1132 \text{ тыс. } \frac{\text{руб}}{\text{год}}$$

Тогда годовые приведенные затраты:

$$Z_{r\sigma} = 651 + 1132 = 1783 \text{ тыс. руб.}$$

Сведем расчеты в таблицу 14.

					ЮУрГУ – 13,03,02.2018.277. ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		48

Таблица 14 – Расчет затрат по 2 варианту

Наименование оборудования	Единицы измерения	Кол-во	Стоимость единицы, тыс. руб.	Кап. вложения, тыс. руб.	Отчисления, о.е.		Затраты, тыс.руб.	Потери эл. энергии, (кВт*ч)/год	Стоимость потерь электроэнергетики, тыс. руб.
					Итого				
КЛ 10 кВ в т/лотоке ААШп 3х50	км	0,533	250	133	0,165		21,99	7761	66
КЛ 10 кВ в т/лотоке ААШп 3х35	км	0,321	190	61	0,165		10,06	6697	57
трансформатор ТМГ 1250кВА	шт	3	590	1770	0,193		341,61	119512	1 010
Ячейка КРУ	шт	3	560	1680	0,165		277	-	-
ИТОГО				3644			651	133970	1132

Результаты сравнения вариантов сведем в таблицу 15.

Таблица 15 – Расчет приведённых затрат для вариантов

Вариант	K_{Σ} , тыс. руб.	$E_{н\Sigma} \cdot K_{\Sigma}$, тыс. руб.	ΔW_{Σ} , кВт·ч	C_{Σ} , тыс. руб.	$Z_{г\Sigma}$, тыс. руб.
1	4 236	754	145 167	1 227	1 981
2	3 644	651	133 970	1 132	1 783

По критерию минимизации приведенных затрат предпочтительней является вариант 2, следовательно, для электроснабжения цеха литья из алюминиевых сплавов применим радиальную схему с двухтрансформаторной и однострансформаторной цеховой ТП, номинальной мощностью трансформаторов 1250кВА.

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

Выбор величины напряжения

Выбор величины напряжения распределительных сетей предприятия зависит от величин нагрузок на напряжениях 6 и 10 кВ. Критерием выбора являются технико-экономические показатели, в первую очередь, приведенные затраты, которые рассчитываются как для сети, так и для понижающих подстанций.

Т.к. в условиях данной курсовой работы указано, что номинальное напряжение всех высоковольтных электроприемников – 10 кВ, то для внутреннего электроснабжения предприятия принимаем напряжение 10 кВ.

Построение схемы внутренней электрической сети

Распределение электроэнергии по цехам осуществляется по радиальным, магистральным и смешанным схемам в зависимости от степени надежности и расположения подстанций на генплане предприятия.

В данной курсовой работе электроснабжение цехов будем осуществлять по радиально-магистральной схеме, а электроснабжение высоковольтных ЭП по радиальной схеме.

Схема внутреннего электроснабжения дизельного завода представлена на рисунке 5.

Конструктивное выполнение электрической сети

Выбор способа распределения электроэнергии зависит от величины электрических нагрузок и их размещения, плотности застройки предприятия, конфигурации технологических, транспортных и других коммуникаций, загрязненности грунта на территории предприятия и т. д.

Выбираем прокладку кабелей в траншеях, а при необходимости и в лотке, т.к. это наиболее простой и дешевый способ прокладки.

По условиям задания примем марку кабеля ААШп.

Расшифровка кабеля ААШп:

А - Алюминиевая токопроводящая жила,

А - Алюминиевая оболочка,

Шп - Защитный покров в виде шланга из полиэтилена.

Расчет питающих линий

Методика расчета приведена в пункте 4.

Рассчитаем сечения КЛ, расчеты сведем в таблицу 16.

					ЮУрГУ – 13,03,02.2018.277. ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		50

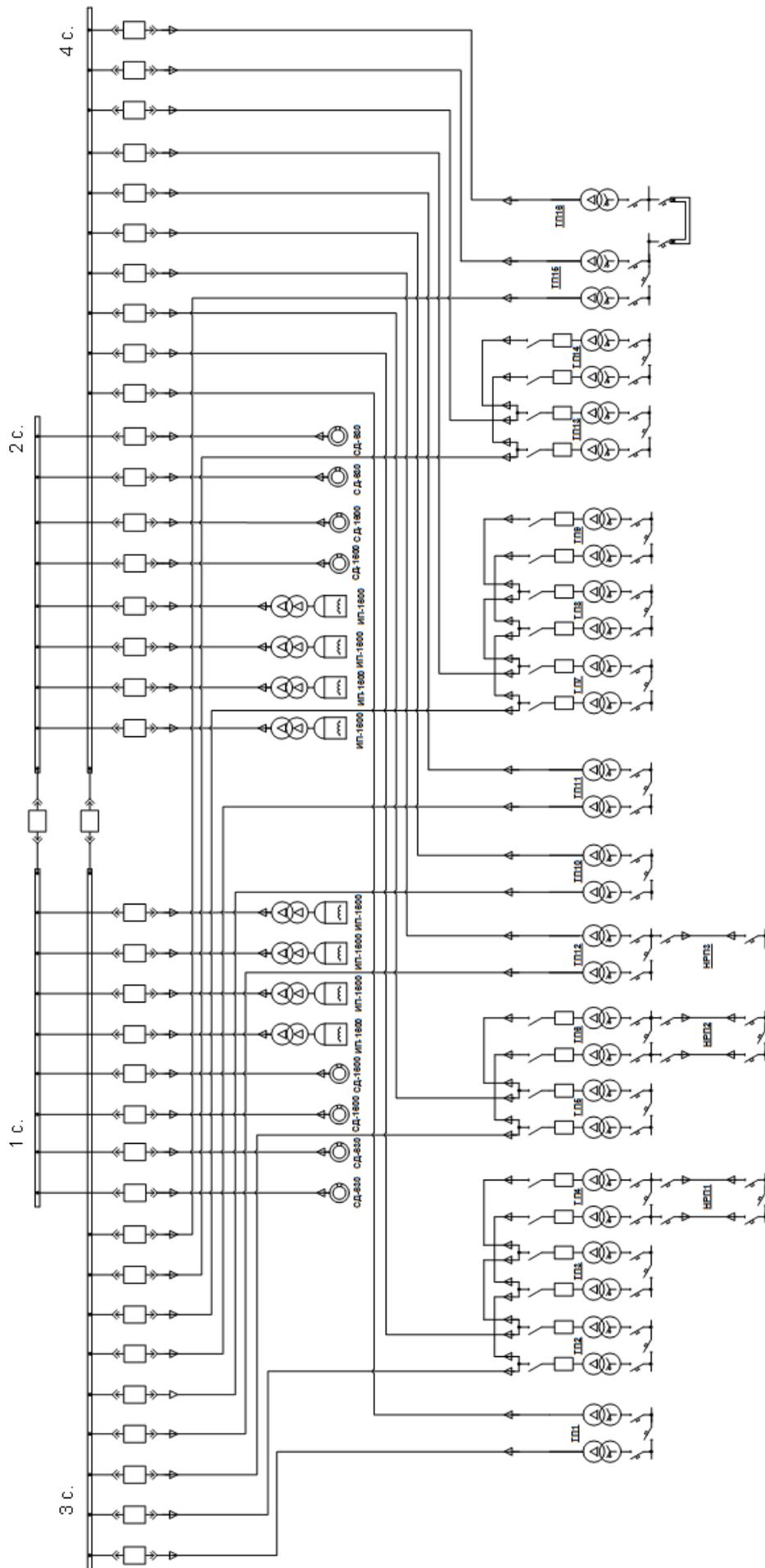


Рисунок 5 – Схема внутреннего электроснабжения дизельного здания

Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата

ЮУрГУ – 13,03,02.2018.277. ПЗ ВКР

Таблица 16 - Расчет сечений КЛ

Конечные пункты КЛ	Pp, кВт	Qp, квар	Sp, кВА	Iрк, А	Fэ, мм ²	Fст, мм ²	Тип кабеля	пк	Способ прокладки	Нагрузка, А		Iдоп, А	Кп, о.е.	Кт, о.е.	Гдоп, А	Кав, о.е.	Гав, А	L, км	го, Ом/км	хо, Ом/км	ΔU, %
										норм реж.	п/а реж.										
										1	2										
Кабельные линии 10кВ																					
ГПП -ТП1	752	514	911	50	36	35	ААШп	1	транш	50	100	115	0,8	1,11	102	1,2	123	0,098	0,890	0,095	0,07
ГПП -ТП2	3886	2556	4651	128	91	150	ААШп	2	т/лоток	128	256	210	1	1,05	221	1,25	276	0,133	0,206	0,079	0,07
ТП2 -ТП3	2591	1704	3101	171	122	240	ААШп	1	лоток	171	341	270	1	1,05	284	1,25	354	0,041	0,129	0,075	0,02
ТП3 -ТП4	1295	852	1550	85	61	70	ААШп	1	лоток	85	171	130	1	1,05	137	1,25	171	0,041	0,443	0,086	0,03
ГПП -ТП5	409	301	508	28	20	16	ААШп	1	т/лоток	28	56	46	1	1,05	48	1,25	60	0,283	1,940	0,113	0,23
ТП5 -ТП6	205	150	254	14	10	16	ААШп	1	т/лоток	14	28	46	1	1,05	48	1,25	60	0,049	1,940	0,113	0,02
ГПП -ТП7	4010	2945	4975	137	98	150	ААШп	2	т/лоток	137	274	210	1	1,05	221	1,25	276	0,169	0,206	0,079	0,09
ТП7 -ТП8	2673	1963	3317	91	65	95	ААШп	2	лоток	91	182	155	1	1,05	163	1,25	203	0,068	0,326	0,083	0,04
ТП8 -ТП9	1337	982	1658	91	65	95	ААШп	1	лоток	91	182	155	1	1,05	163	1,25	203	0,068	0,326	0,083	0,04
ГПП -ТП10	305	130	332	18	13	16	ААШп	1	транш	18	36	75	0,75	1,11	62	1,2	75	0,057	1,940	0,113	0,03
ГПП -ТП11	269	187	328	18	13	16	ААШп	1	транш	18	36	75	0,75	1,11	62	1,2	75	0,095	1,940	0,113	0,05
ГПП -ТП12	662	466	810	45	32	25	ААШп	1	транш	45	89	90	0,8	1,11	80	1,2	96	0,324	1,240	0,099	0,28
ГПП -ТП13	1906	776	2058	113	81	120	ААШп	1	т/лоток	113	226	185	1	1,05	194	1,25	243	0,160	0,258	0,081	0,09
ТП13 -ТП14	953	388	1029	57	40	50	ААШп	1	лоток	57	113	105	1	1,05	110	1,25	138	0,079	0,620	0,090	0,05
ГПП -ТП15	886	534	1035	57	41	50	ААШп	1	т/лоток	57	114	105	1	1,05	110	1,25	138	0,283	0,620	0,090	0,17
ГПП -ТП16	886	534	1035	57	41	50	ААШп	1	т/лоток	57	114	105	1	1,05	110	1,25	138	0,337	0,620	0,090	0,20
ГПП-СД х1630кВ	489	-312	580	32	23	16	ААШп	1	транш	32	-	75	0,75	1,11	62	-	-	0,128	1,940	0,113	0,12
ГПП-СД х1600кВ	1242	-793	1473	81	58	50	ААШп	1	транш	81	-	140	0,75	1,11	117	-	-	0,084	0,620	0,090	0,06
ГПП-ИП х1600кВ	1019	840	1321	73	52	50	ААШп	1	транш	73	-	140	0,78	1,11	121	-	-	0,158	0,620	0,090	0,11
Кабельные линии 0,4кВ																					
ТП4 - НРП1	53	34	63	91	-	70	ААШп	1	т/лоток	91	181	140	1	1,05	147	1,25	184	0,103	0,443	0,060	1,64
ТП12 - НРП3	99	101	141	203	-	70	ААШп	1	транш	203	-	200	1	1,11	222	-	-	0,065	0,443	0,060	2,03
ТП6 - НРП2	69	62	93	134	-	95	ААШп	1	транш	134	269	240	0,9	1,11	240	1,2	288	0,027	0,326	0,060	0,45
ТП15 -ТП16	886	534	1035	1493	-	8x160	ШМА	1	пакет	1493	-	1600	-	-	-	-	-	0,054	0,030	0,033	1,50

6 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчет токов КЗ производим для выбора высоковольтных и низковольтных аппаратов, шин, кабелей и другого электрооборудования системы электроснабжения района конверторного цеха металлургического завода.

Мощность короткого замыкания в месте присоединения линии, питающей главную понизительную подстанцию значительно больше мощности потребляемой предприятием, поэтому допускается принимать периодическую составляющую тока к.з. от энергосистемы неизменной во времени: $I_k = I_{n.o} = I_{n.t}$.

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.

Принципиальная электрическая схема СЭС дизельного завода изображена на рисунке 6. Её схема замещения для расчёта токов КЗ на рисунке 7. 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.

					ЮУрГУ – 13,03,02.2018.277. ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		53

Рассчитаем сопротивление трансформатора на ГПП:

Сопротивление высоковольтной обмотки:

$$X_{ТВН*} = \frac{U_{кз}}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{НОМ ГПП}} \cdot \left[1 - \frac{K_p}{4}\right] = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{32} \cdot \left[1 - \frac{3,5}{4}\right] = 0,41 \text{ о. е.} \quad (6.1)$$

где: $U_{кз}$ – напряжение короткого замыкания, $S_{НОМ ГПП}$ – номинальная мощность трансформатора ГПП, K_p – коэффициент расщепления для трехфазных трансформаторов равен 3,5.

Сопротивление низковольтных обмоток:

$$X_{ТНН1,2*} = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_б \cdot K_p}{S_{НОМ ГПП} \cdot 2} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000 \cdot 3,5}{32 \cdot 2} = 5,74 \text{ о. е.} \quad (6.2)$$

Рассчитаем сопротивление цехового трансформатора ТП 2 (ТМГ-2000) т.к. это наименее удаленная ТП от ГПП, с большей единичной мощностью трансформатора, расположенная в цеху №6 «Механосборочный корпус 1»:

$$Z_{Т*} = \frac{U_{кз}}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{НОМ ТП}} = \frac{4,8}{100} \cdot \frac{1000}{2} = 24 \text{ о. е.} \quad (6.3)$$

$$RR_{Т*} = \frac{\Delta P_{кз}}{S_{НОМ ТП}} \cdot \frac{S_б}{S_{НОМ ТП}} = \frac{0,0165}{2} \cdot \frac{1000}{2} = 4,13 \text{ о. е.} \quad (6.4)$$

$$XX_{Т*} = \sqrt{Z_{Т*}^2 - RR_{Т*}^2} = \sqrt{24^2 - 4,13^2} = 23,6 \text{ о. е.} \quad (6.5)$$

Рассчитаем сопротивление кабельной линии ГПП-ТП2:

$$X_{кл*} = \frac{X_0 \cdot L \cdot S_б}{n_{\kappa} \cdot U_б^2} = \frac{0,079 \cdot 0,133 \cdot 1000}{2 \cdot 10,5^2} = 0,05 \text{ о. е.} \quad (6.6)$$

Сопротивление кабельных линий ГПП-СД найдем по формуле 6.6, результаты расчетов запишем в таблицу 17.

Сверхпереходные сопротивления синхронных двигателей рассчитываем по формуле:

$$X_{сд*} = X''_d \cdot \frac{S_б}{P_{НОМ СД}} \cdot \eta \cdot \cos\varphi, \quad (6.7)$$

где: X''_d – сверхпереходное сопротивление синхронного двигателя, $P_{НОМ СД}$ – номинальная мощность синхронного двигателя, η – КПД синхронного двигателя.

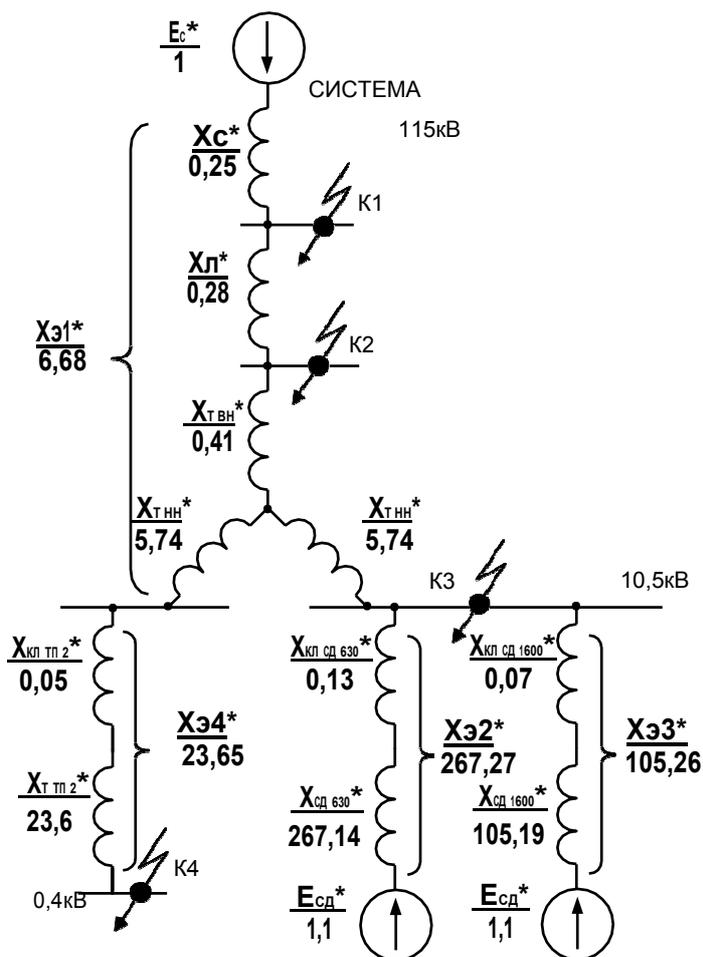
					ЮУрГУ – 13,03,02.2018.277. ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		55

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

Результаты расчетов сопротивлений и исходные данные синхронных двигателей сведем в таблицу 17.

Таблица 17 – Результаты расчетов и исходные данные по СД

Рном СД, кВт	630	1600
n, шт	4	4
cos φ	0,85	0,85
η, %	0,90	0,90
$x''_{сд}$, о.е.	0,22	0,22
$x_{сд}$, о.е.	267,14	105,19
x_0 , Ом/км	0,113	0,090
L, км	0,128	0,084
$x_{кл}$	0,13	0,07
№ $X_э$	$X_{э2}$	$X_{э3}$
$X_э$, о.е.	267,27	105,26
ЭДС	1,1	1,1



Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата
------	------	-------------	---------	------

Рисунок 7 - Схема для расчёта токов КЗ

После ряда преобразований схемы замещения получаем эквивалентные сопротивление и ЭДС

при КЗ в точке 3: $X_{\mathcal{E}1*} = 6,68$, $X_{\mathcal{E}2*} = 267,27$, $X_{\mathcal{E}3*} = 105,26$;

при КЗ в точке 4: $X_{\mathcal{E}5*} = X_{\mathcal{E}4*} + X_{\mathcal{E}1*} = 30,33$.

Упрощенные схемы замещения для нахождения токов КЗ представлены на рисунке 8.

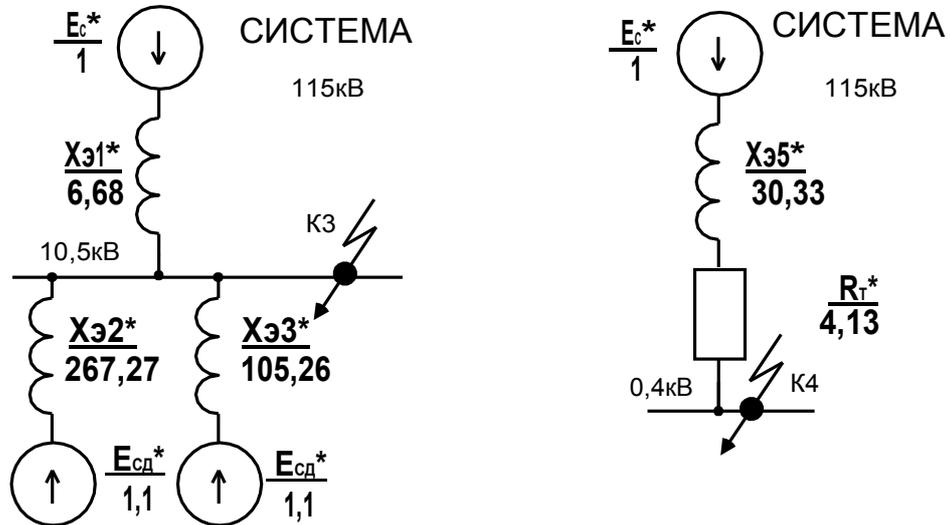


Рисунок 8 - Упрощенные схемы замещения

Найдем токи КЗ в точке КЗ:

Суммарный периодический ток КЗ в момент 0:

$$I_{\text{КЗ п } |0|*}^{(3)} = \frac{E_{c*}}{X_{\mathcal{E}1*}} + 4 \cdot \frac{E_{сд*}}{X_{\mathcal{E}2*}} + 4 \cdot \frac{E_{сд*}}{X_{\mathcal{E}3*}}, \quad (6.8)$$

$$I_{\text{КЗ п } |0|*}^{(3)} = \frac{1}{6,68} + 4 \cdot \frac{1,1}{267,27} + 4 \cdot \frac{1,1}{105,26} = 0,2 \text{ о. е.}$$

Периодическая составляющая тока КЗ:

$$I_{\text{КЗ п } |0|}^{(3)} = I_{\text{КЗ п } |0|*}^{(3)} \cdot I_{\text{б}} = I_{\text{КЗ п } |0|*}^{(3)} \cdot \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6}, \quad (6.9)$$

$$I_{\text{КЗ п } |0|}^{(3)} = 0,2 \cdot \frac{1000 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3} = 11 \text{ кА.}$$

Апериодическая составляющая тока КЗ:

$$i_{\text{а КЗ}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{КЗ п } |0|}^{(3)} \cdot e^{-\frac{t}{\tau_a}} = \sqrt{2} \cdot 11 \cdot e^{-\frac{0,01}{0,12}} = 14,3 \text{ кА.} \quad (6.10)$$

где $T_a = 0,12$ с для данной ступени СЭС, $\tau = 0,01$ с – в данный момент наибольшее значение апериодической составляющей тока КЗ.

Ударный ток КЗ:

$$i_{y \text{ КЗ}} = \sqrt{Z} \cdot I_{\text{КЗ п } |0|}^{(3)} + i_{a \text{ КЗ}} = \sqrt{Z} \cdot 11 + 14,3 = 30 \text{ кА.} \quad (6.11)$$

Найдем токи КЗ в точке К4:

Периодическая составляющая тока КЗ:

$$I_{\text{К4 п } |0|}^{(3)} = \frac{E_{c*}}{X_{\text{Э5}*}} = \frac{1}{30,33} = 0,033 \text{ о. е.} \quad (6.12)$$

Выразим её в амперах:

$$I_{\text{К4 п } |0|}^{(3)} = I_{\text{К4 п } |0|}^{(3)} \cdot I_6 = 0,033 \cdot \frac{1000 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 10^3} = 47,6 \text{ кА.} \quad (6.13)$$

Для сетей 0,4 кВ расчет апериодической составляющей не проводим, т.к. в сетях 0,4 кВ ее влияние незначительно.

Рассчитанные токи КЗ сводим в таблицу 18.

Таблица 18 – Токи и мощности КЗ в расчетных точках

Расчетная точка	Среднее напряжение расчетной точки, кВ	Токи, кА		Мощность КЗ ступени $S_{\text{КЗ ст}} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{ср}} \cdot I_{\text{п } 0 }$, МВА
		$I_{\text{п } 0 }$	i_y	
К1	115	20,1	48,3	4003
К2	115	9,5	24,2	1892
К3	10,5	11	30	200
К4	0,4	47,6	-	33

7 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Выбранные аппараты и проводники должны:

- длительно проводить рабочие токи нормального и утяжеленного режимов работы без чрезмерного повышения температуры;
- противостоять кратковременному электродинамическому и термическому действию токов КЗ;
- удовлетворять требованиям экономичности.

Выбор трансформаторов собственных нужд ГПП

Приемниками собственных нужд ПС являются оперативные цепи, электродвигатели систем охлаждения трансформаторов, освещение, электроподогрев коммутационной аппаратуры ВН и шкафов, установленных на открытом воздухе, связь, сигнализация, система пожаротушения, система телемеханики и т.д. Мощность потребителей СН невелика, поэтому они присоединяются к сети 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов.

Устанавливаем 2 трансформатора собственных нужд мощностью:

$$S_{Т СН} = 0,5\% \cdot S_{НОМ Т}, \quad (7.1.1)$$

$$S_{Т СН} = 0,005 \cdot 32000 = 160 \text{ кВА.}$$

Принимаем к установке трансформатор ТМГ –160/10.

Тогда ток в цепи трансформатора:

$$I_{Т СН} = \frac{1,4 \cdot S_{Т СН}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{1,4 \cdot 160}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 12,3 \text{ А.} \quad (7.1.2)$$

Принимаем к установке предохранитель типа ПКТ101-10-16-12,5 УЗ с номинальным током $I_{НОМ} = 16 \text{ А}$.

Выбор типа РУ на низкой стороне ГПП, выключателей, тр-ров тока и напряжения

Ток нагрузки на всей секции шин в нормальном режиме:

$$I_{норм} = \frac{KK_{зт норм} \cdot SS_{т зт ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{0,7 \cdot 32000}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 2} = 616 \text{ А.} \quad (7.2.1)$$

					ЮУрГУ – 13,03,02.2018.277. ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		59

В послеаварийном режиме:

$$I_{n/ав} = \frac{KK_{зтп/ав} \cdot SS_{тзтпном}}{\sqrt{3} \cdot UU_{ном}} = \frac{1,4 \cdot 32000}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 2} = 1231 \text{ А.} \quad (7.2.2)$$

Распределительное устройство на 10 кВ принимаем комплектным из шкафов серии КРУ серии «Волга» ($I_{ном} = 1250 \text{ А}$). Ячейка комплектуется следующим оборудованием:

- выключателями серии VF12 (вакуумные выключатели);
- трансформаторами тока ТЛК – 10;
- измерительными трансформаторами напряжения НАМИТ-10.

Произведем проверку выключателей КРУ.

Время отключения выключателя:

$$tt = tt_{з.мин} + tt_{св} + \Delta tt_{мтз} = 0,01 + 0,035 + 1,5 = 1,545 \text{ с.} \quad (7.2.3)$$

Значение аperiodической составляющей тока КЗ в момент времени tt :

$$ii_{аатт} = \sqrt{2} \cdot I_{n|0|КЗ} \cdot e^{-\frac{tt}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 11 \cdot e^{-\frac{1,545}{0,12}} = 0,04 \text{ А.} \quad (7.2.4)$$

Нормированное значение аperiodической составляющей тока отключения для данного выключателя:

$$ii_{а норм} = \sqrt{2} \cdot \beta \beta_{норм} \cdot I_{отклном} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 20 = 11,3 \text{ кА.} \quad (7.2.5)$$

Проверим выключатель на термическую стойкость:

Тепловой импульс, выделяемый током КЗ:

$$W_k = I_{n|0|КЗ}^2 \cdot (tt_{откл} + T_a) = 11^2 \cdot (1,545 + 0,12) = 201 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.} \quad (7.2.6)$$

$$W_{к доп} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.} \quad (7.2.7)$$

Сведем данные в таблицу 19.

					ЮУрГУ – 13,03,02.2018.277. ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		60

Таблица 19 – Выбор выключателей 10кВ на вводе в ГПП

Расчётные данные	VF12 – 10 – 1250/20 У3
$UU_{ycm} = 10 \text{ кВ}$	$UU_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{маам} = 1231 \text{ А}$	$I_{ном} = 1250 \text{ А}$
$I_{n 0 } = 11 \text{ кА}$	$I_{откл} = 20 \text{ кА}$
$i_{a \tau\tau} = 0,06 \text{ А}$	$i_{a \text{ норм}} = 11,3 \text{ кА}$
$i_y = 30 \text{ кА}$	$i_{дин} = 51 \text{ кА}$
$BB_{\kappa} = 201 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$BB_{\kappa \text{ доп}} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выключатель подходит. В качестве секционного и на стороне НН трансформатора ГПП также выбираем выключатель.

Разъединители в КРУ встроенные, втычного типа, завод-изготовитель гарантирует им необходимые параметры для работы совместно с выключателем. Проверка разъединителей КРУ не производится.

Выберем трансформаторы тока на вводе в распределительное устройство 10 кВ главной понизительной подстанции. Сведем данные в таблицу 20.

Таблица 20 – Выбор трансформаторов тока 10кВ на вводе в ГПП

Расчетные данные	Каталожные данные ТЛК – 10 – 1500/5
$UU_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$UU_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{маам} = 1231 \text{ А}$	$I_{1 \text{ ном}} = 1500 \text{ А}$
$i_y = 53,8 \text{ кА}$	$i_{дин} = 100 \text{ кА}$
$BB_{\kappa} = 663 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$BB_{\kappa \text{ доп}} = I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Вторичная нагрузка ТТ: амперметр, ваттметр, расчетные счетчики активной и реактивной энергии.

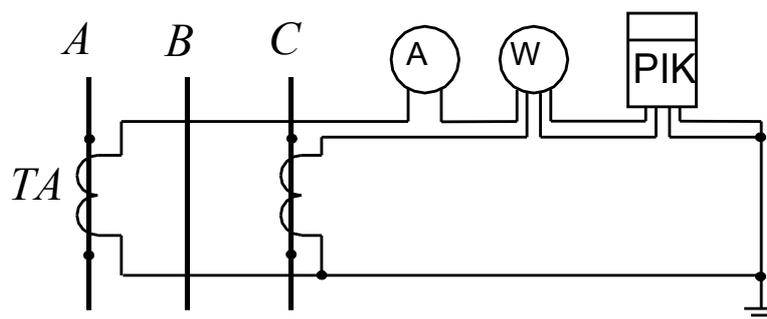


Рисунок 9 - Схема подключения приборов учета

Для проверки трансформаторов тока по вторичной нагрузке, пользуясь схемой включения неполная звезда и каталожными данными приборов, определяем нагрузку по фазам для наиболее загруженного трансформатора тока. Сведем данные в таблицу 21.

Таблица 21 - Вторичная нагрузка трансформатора тока

Прибор	Тип	Кол-во	Потребляемая мощность, ВА		
			Фаза А	Фаза В	Фаза С
Амперметр	Э – 335	1	0,5	0	0
Ваттметр	Д – 335	1	0,5	0	0,5
Счетчик активной и реактивной энергии	Меркурий 230 ART2	1	0,1	0	0,1

Из таблицы 21 видно, что наиболее загружены трансформаторы тока А, тогда общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{1,1 \text{ ВА}}{25 \text{ А}^2} = 0,044 \text{ Ом}, \quad (7.2.8)$$

где $S_{\text{приб}}$ - суммарная мощность приборов, подключенных к трансформатору тока; I_2 - номинальный вторичный ток.

Допустимое значение сопротивления проводов:

$$r_{\text{пров}} = z_{2 \text{ ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{конт}} = 0,4 - 0,044 - 0,1 = 0,256 \text{ Ом}, \quad (7.2.9)$$

где $z_{2 \text{ ном}}$ - номинальная нагрузка трансформатора тока в классе точности 0,5, равна 0,4 Ом; $r_{\text{конт}}$ - сопротивление контактов принимаем равным 0,1 Ом.

Для подстанций с высшим напряжением 110 кВ принимаем кабель с медными жилами, ориентировочная длина которого в ячейке КРУ 10 кВ, $l = 6$ м. Так как трансформаторы тока соединены в неполную звезду, то $l_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot l$.

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}} = \frac{0,0175 \cdot \sqrt{3} \cdot 6}{0,256} = 0,7 \text{ мм}^2, \quad (7.2.10)$$

где ρ - удельное сопротивление материала провода ($\rho = 0,0175$).

По условию механической прочности принимаем контрольный кабель КРВГ с жилами сечением 2,5 мм².

Схема включения приборов, выбранных на секционном выключателе главной понизительной подстанции, представленной на рисунке 10.

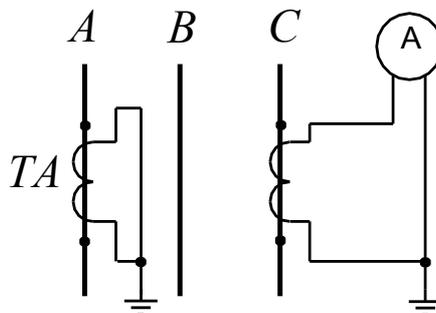


Рисунок 10 - Схема цепей трансформатора тока секционного выключателя 10 кВ.

Проверку трансформаторов тока по вторичной нагрузке проводим, пользуясь схемой включения и каталожными данными приборов. Определим нагрузку по фазам для наиболее загруженного трансформатора тока. Данные приведены в таблице 22.

Таблица 22 - Нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА, фазы		
		A	B	C
Амперметр	Э-335	0	0	0,5
Итого		0	0	0,5

Из таблицы видно, что наиболее загружен трансформатор тока фазы C. Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{0,5 \text{ ВА}}{25 \text{ А}^2} = 0,02 \text{ Ом},$$

где $S_{\text{приб}}$ - суммарная мощность приборов, подключенных к трансформатору тока; I_2 - номинальный вторичный ток.

Допустимое значение сопротивления проводов:

$$r_{\text{пров}} = z_{2 \text{ ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{конт}} = 0,4 - 0,02 - 0,1 = 0,28 \text{ Ом},$$

где $z_{2 \text{ ном}}$ - номинальная нагрузка трансформатора тока в классе точности 0,5, равна 0,4 Ом; $r_{\text{конт}}$ - сопротивление контактов принимаем равным 0,1 Ом.

Для подстанций с высшим напряжением 110 кВ принимаем кабель с медными жилами, ориентировочная длина которого в ячейке КРУ 10 кВ $l = 6 \text{ м}$.

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}} = \frac{0,0175 \cdot 6}{0,28} = 0,4 \text{ мм}^2,$$

где ρ - удельное сопротивление материала провода ($\rho = 0,0175$).

По условию механической прочности принимаем контрольный кабель КРВГ с жилами сечением $2,5 \text{ мм}^2$.

Трансформатор напряжения устанавливаем на каждую секцию сборных шин главной понизительной подстанции. Принимаем к установке НАМИТ-10-2 УХЛ2, с паспортными данными: $U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$, $S_{2 \text{ ном}} = 200 \text{ ВА}$, работающий в классе точности 0,5. К нему подключаются все измерительные приборы данной секции шин. Расчет вторичной нагрузки приведен в таблице 23.

Таблица 23 - Нагрузка трансформаторов напряжения

Прибор	Тип	S одной обмотки, ВА	Число обмоток	cos φ	sin φ	Число приборов	Общая потребляемая мощности	
							P, Вт	Q, варр
Вольтметр	Э – 335	2	1	1	0	2	2	-
Ваттметр	Д – 335	0,5	2	1	0	1	1	-
Счетчик активной и реактивной энергии	Ртутный 230 ART2	2,5	3	0,07	0,98	11	5,8	80,9
Итого							8,8	80,9

Вторичная нагрузка:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{8,8^2 + 80,9^2} = 81 \text{ ВА.} \quad (7.2.11)$$

Трансформатор напряжения НАМИТ-10-2 УХЛ2, имеет мощность 200 ВА, $200 \text{ ВА} > S_{2\Sigma}$, следовательно, трансформатор выбран верно.

Для соединения трансформатора напряжения с приборами принимаем контрольный кабель КРВГ с сечением жил $2,5 \text{ мм}^2$.

Трансформатор напряжения присоединяется к сборным шинам через предохранитель типа ПКН 001-10У3 (предохранитель кварцевый для трансформатора напряжения) и втычной разъединитель.

7.3 Выбор выключателей 10 кВ для схемы внутреннего электроснабжения и соответствующих трансформаторов тока

Выбор выключателей напряжением 10 кВ схемы внутреннего электроснабжения, а также соответствующие трансформаторы тока приведены в таблице 24.

Таблица 24 – Оборудование 10кВ устанавливаемое на ГПП

Конечные пункты кабельной линии	$U_{\text{ном}}$, кВ	I_p , А	$I_{\text{утяж}}$, А	$I_{\text{п 0 }}$, кА	i_y , кА	Тип выключателя	Тип трансформатора тока
ГПП -ТП1	10	50	100	11,0	30,0	VF12 – 10 – 630/20 УЗ	ТЛК 10-100-УЗ
ГПП -ТП2	10	256	512				ТЛК 10-600-УЗ
ГПП -ТП5	10	28	56				ТЛК 10-75-УЗ
ГПП -ТП7	10	274	547				ТЛК 10-600-УЗ
ГПП -ТП10	10	18	36				ТЛК 10-50-УЗ
ГПП -ТП11	10	18	36				ТЛК 10-50-УЗ
ГПП -ТП12	10	45	89				ТЛК 10-100-УЗ
ГПП -ТП13	10	113	226				ТЛК 10-300-УЗ
ГПП -ТП15	10	57	114				ТЛК 10-150-УЗ
ГПП -ТП16	10	57	114				ТЛК 10-150-УЗ
ГПП-СД x630кВ	10	32	-				ТЛК 10-50-УЗ
ГПП-СД x1600кВ	10	81	-				ТЛК 10-100-УЗ
ГПП-ИП x1600кВ	10	73	-				ТЛК 10-75-УЗ

Произведем проверку кабелей 10 кВ на термическую стойкость.

Таблица 25 - Проверка кабелей на термическую стойкость

Кабельная линия	I_k , кА	$tt_{\text{рз}}$, с	$tt_{\text{св}}$, с	τ_a , с	B_k , кА ² · с	$C, \frac{A \cdot \sqrt{с}}{\text{мм}^2}$	$E_{\text{тс}}$, мм ²
ГПП-ТП	11,0	0,5	0,035	0,12	79,26	98	95
ГПП-Д	11,0	0	0,035	0,12	18,76	98	50
ТП-ТП	11,0	0,5	0,035	0,12	79,26	98	95

Сечение термической стойкости найдём по формуле:

$$FF_{mc} = \frac{I_{п|0|} \cdot \sqrt{t_3}}{C}, \quad (7.3.1)$$

где $C=98$ – коэффициент, зависящий от марки кабеля (для кабелей с алюминиевыми многопроволочными жилами).

Если площадь сечения кабеля, выбранная по условиям нормального и утяжеленного режимов работы, оказывается меньше площади термически устойчивого сечения, то сечение кабеля увеличиваем до ближайшего меньшего стандартного сечения по отношению к FF_{mc} .

Все кабели, для которых производится увеличение сечения, вносим в таблицу 26.

Таблица 26 - Поправка сечений кабелей

Начало и конец кабельной линии	Прежняя площадь сечения кабеля, мм ²	Площадь термически устойчивого сечения кабеля, мм ²	Тип и площадь сечения нового кабеля
ГПП -ТП1	35	95	ААШп(3х95)
ТП3 -ТП4	70	95	ААШп(3х95)
ГПП -ТП5	16	95	ААШп(3х95)
ТП5 -ТП6	16	95	ААШп(3х95)
ГПП -ТП10	16	95	ААШп(3х95)
ГПП -ТП11	16	95	ААШп(3х95)
ГПП -ТП12	25	95	ААШп(3х95)
ТП13 -ТП14	50	95	ААШп(3х95)
ГПП -ТП15	50	95	ААШп(3х95)
ГПП -ТП16	50	95	ААШп(3х95)
ГПП-СД х630кВ	16	50	ААШп(3х50)

7.4 Выбор коммутационной аппаратуры на стороне высшего и низшего напряжений цеховых трансформаторных подстанции

Цеховые трансформаторные подстанции применяем комплектные: КТП – 400, КТП – 630, КТП – 1250 и КТП – 2000 в которых РУВН, по желанию заказчика может комплектоваться вакуумными выключателями типа VF12.

Поскольку ТП1, ТП10, ТП11, ТП12, ТП15 и ТП16 запитаны по радиальной схеме для них не выбираем выключатели на стороне 10кВ.

Выбор выключателей и трансформаторов тока напряжением 10 кВ схемы внутреннего электроснабжения на вводах в КТП приведены в таблице 27.

					ЮУрГУ – 13,03,02.2018.277. ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		66

Таблица 27 - Оборудование 10 кВ устанавливаемое на вводах в КТП

Конечные пункты кабельной линии	$U_{\text{ном}}$, кВ	I_p , А	$I_{\text{утяж}}$, А	$I_{\text{п} 0 }$, кА	i_y , кА	Тип выключателя	Тип трансформатора тока
ГПП -ТП2	10	256	512	11,0	30,0	VF12 – 10 – 630/20 УЗ	ТЛК 10-600-УЗ
ТП2 -ТП3	10	171	341				ТЛК 10-400-УЗ
ТП3 -ТП4	10	85	171				ТЛК 10-200-УЗ
ГПП -ТП5	10	28	56				ТЛК 10-75-УЗ
ТП5 -ТП6	10	14	28				ТЛК 10-30-УЗ
ГПП -ТП7	10	274	547				ТЛК 10-600-УЗ
ТП7 -ТП8	10	182	365				ТЛК 10-400-УЗ
ТП8 -ТП9	10	91	182				ТЛК 10-200-УЗ
ГПП -ТП13	10	113	226				ТЛК 10-300-УЗ
ТП13 -ТП14	10	57	113				ТЛК 10-150-УЗ

Выбор оборудования 0,4кВ:

Выбор вводных и секционных автоматических выключателей (АВ 0,4кВ) для РУНН КТП, выбор типа низковольтных распределительных пунктов (НРП) и вводных автоматических выключателей для них приведен в таблице 28.

АВ для НРП выбираются по токам нагрузки в тяжёлом режиме (когда одна из двух линий повреждена или выведена в ремонт). АВ для РУНН КТП выбираются по токам нагрузки трансформатора с учетом его перегрузочной способности.

Таблица 28 - Выбор автоматических выключателей и типов НРП

№ ТП, НРП	Место установки выключателя	I_p, A $K_{зт}=0,8$	$I_{утяж}, A$ $K_{зт}=1,4$	$I_k, кА$	Тип выключателя	Тип НРП
ТП2, ТП3, ТП4, ТП7, ТП8, ТП9	Вводной	2309	4041	47,6	Э40С-6300-У3 $I_{ном}=1000A,$ $I_{откл}=115кА$	-
	Секционный	2309	4041	47,6	Э40С-6300-У3 $I_{ном}=1000A,$ $I_{откл}=115кА$	-
НРП1	Вводной	91	181	-	ВА88-35 3Р $I_{ном}=200A,$ $I_{откл}=35кА$	ГРЩ-250-У3 $I_{ном}=250A$
ТП10, ТП11	Вводной	462	808	47,6	Э25С-1000-У3 $I_{ном}=1000A,$ $I_{откл}=65кА$	-
	Секционный	462	808	47,6	Э25С-1000-У3 $I_{ном}=1000A,$ $I_{откл}=65кА$	-
ТП5, ТП6	Вводной	727	1273	47,6	Э25С-1600-У3 $I_{ном}=1600A,$ $I_{откл}=65кА$	-
	Секционный	727	1273	47,6	Э25С-1600-У3 $I_{ном}=1600A,$ $I_{откл}=65кА$	-
НРП2	Вводной	134	269	-	ВА88-37 3Р $I_{ном}=315A,$ $I_{откл}=35кА$	ГРЩ-400-У3 $I_{ном}=400A$
ТП1, ТП12, ТП13, ТП14, ТП15, ТП16	Вводной	1443	2526	47,6	Э25С-3200-У3 $I_{ном}=3200A,$ $I_{откл}=65кА$	-
	Секционный	1443	2526	47,6	Э25С-3200-У3 $I_{ном}=3200A,$ $I_{откл}=65кА$	-
НРП3	Вводной	203	-	-	ВА88-37 3Р $I_{ном}=250A,$ $I_{откл}=35кА$	ПР11-3060-31-У3 $I_{ном}=225A$

8 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Оптимальный выбор средств компенсации реактивной мощности является составной частью построения рациональной системы электроснабжения промышленного предприятия.

8.1 Описание схемы электроснабжения

Внутренне электроснабжение завода осуществляется на напряжении 10 кВ. На ГПП установлены два силовых трансформатора типа ТРДН – 32000/110 мощностью по 32 МВА каждый. Распределительное устройство напряжением 10 кВ ГПП имеет четыре секции сборных шин. К секции сборных шин РУ 10 кВ подключены кабельные линии питающие трансформаторы цеховых ТП, ИП и СД. Схема СЭС для расчета компенсации реактивной мощности приведена на рисунке 12.

В таблице 29 приведены исходные данные для схемы электроснабжения. Здесь обозначено: $S_{T\text{ ном } i}$ – номинальная мощность трансформатора i -ой ТП; Q_{1i} и ΔQ_{Ti} – реактивная нагрузка на трансформатор i -й ТП и потери реактивной мощности в нем; $R_{Tr\ i}$ – активное сопротивление трансформатора i -й ТП, приведенное к напряжению 10 кВ; $R_{л\ i}$ – активное сопротивление i -й кабельной линии.

Таблица 29 – Исходные данные схемы электроснабжения

ТП	$S_{Tн}$, кВА	Q_{1i} , квар	ΔQ_{Ti} , квар	R_{Ti} , Ом	$R_{лi}$, Ом
ТП1	1250	470	45	0,762	0,032
ТП2	2000	778	74	0,455	0,014
ТП3	2000	778	74	0,455	0,005
ТП4	2000	778	74	0,455	0,013
ТП5	630	269	32	1,556	0,092
ТП6	630	328	34	1,556	0,016
ТП7	2000	900	82	0,455	0,017
ТП8	2000	900	82	0,455	0,011
ТП9	2000	900	82	0,455	0,022
ТП10	400	111	20	3,790	0,019
ТП11	400	168	20	3,790	0,031
ТП12	1250	428	39	0,762	0,106
ТП13	1250	334	54	0,762	0,041
ТП14	1250	334	54	0,762	0,026
ТП15	1250	481	53	0,762	0,092
ТП16	1250	481	53	0,762	0,110
ИТОГО		8 437	868		

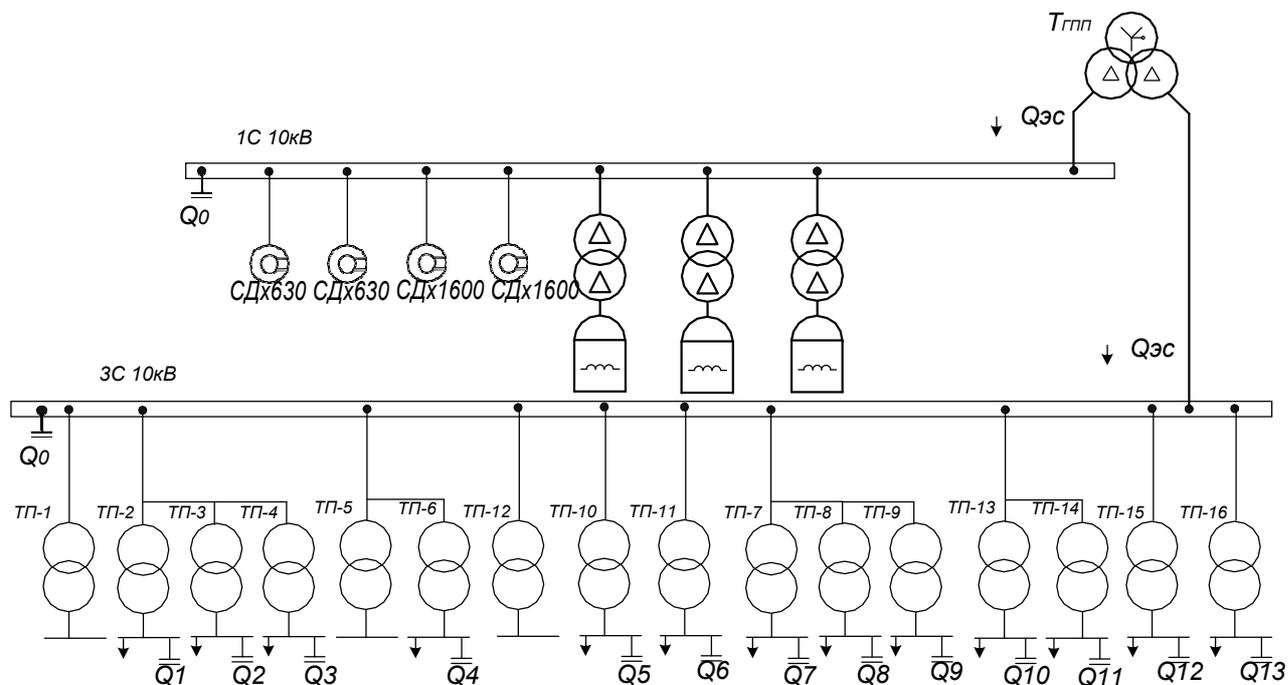


Рисунок - 11 Схема СЭС для расчета компенсации реактивной мощности

Активное сопротивление трансформатора определяется по формуле:

$$RR_T = \frac{\Delta PP_{кз} \cdot UU_{ном}^2}{SS_{ном Т}^2}, \quad (8.1.1)$$

где $\Delta PP_{кз}$ – потери короткого замыкания трансформатора, $SS_{ном Т}$ – номинальная мощность трансформатора, $UU_{ном}$ – номинальное напряжение трансформатора.

Активное сопротивление кабельной линии:

$$RR_{л} = \frac{RR_0 \cdot LL}{m_{л}}, \quad (8.1.2)$$

где RR_0 – удельное сопротивление линии, Ом/км, LL – длина линии, км, $m_{л}$ – число параллельных кабельных линий.

Данные о синхронных двигателях представлены в таблице 30, где обозначено:

$UU_{ном}$ – номинальное напряжение двигателя; $PP_{ном сд ii}$ и $QQ_{ном сд ii}$ – номинальные активная и реактивная мощности СД; m_{ii} – число оборотов СД; D_{1ii} и D_{2ii} – параметры, характеризующие потери активной мощности в СД.

Таблица 30 – Исходные данные СД

Обозначение в схеме	$UU_{ном}$, кВ	$PP_{ном\ cд\ ii'}$, кВт	$QQ_{ном\ cд\ ii'}$, квар	NN_{ii} , шт	n_{ii} , об/ мин	$D_{1ii'}$, кВт	$D_{2ii'}$, кВт
СДх630 (цех №12)	10	630	320	4	3000	2,07	3,44
СДх1600 (цех №11)	10	1600	705	4	3000	4,25	6,27

Примем, что все синхронные двигатели имеют загрузку по активной мощности $\beta\beta_{сд} = 0,8$ и $\cos tt_{ном} = 0,85$, с целью упрощения расчетов.

Располагаемая реактивная мощность синхронного двигателя:

$$QQ_{сд\ m\ ii} = \alpha\alpha_{m\ ii} \cdot NN_{ii} \cdot SS_{сд\ ii} = \alpha\alpha_{m\ ii} \cdot NN_{ii} \cdot \sqrt{PP_{ном\ cд\ ii}^2 + QQ_{ном\ cд\ ii}^2} \quad (8.1.3)$$

где $\alpha\alpha_{m\ ii}$ - коэффициент допустимой перегрузки СД по реактивной мощности, зависящий от $\cos tt_{ном}$; СД – $\alpha\alpha_{m\ ii} = 0,6$.

Результаты расчет располагаемой мощности СД запишем в таблицу 32.

Определение удельной стоимости потерь активной мощности

$$C_0 = \delta \cdot (\alpha \cdot K_m + \tau \cdot \beta), \quad (8.2.1)$$

$$C_0 = 1,11 \cdot (14811,6 \cdot 1 + 2405 \cdot 1,457) = 20330 \frac{\text{руб}}{\text{кВт}} \cdot \text{год}.$$

где: $\alpha = 1234,3 \cdot 12 = 14811,6$ руб/кВт · год – основная ставка тарифа; $\beta = 1,457$ руб/кВт · ч – стоимость одного кВт · ч электроэнергии; $K = \frac{\Delta P_3}{\Delta P_m} \approx \frac{1}{\Delta P_m}$

отношение потерь активной мощности предприятия ΔP_3 в момент наибольшей активной нагрузки энергосистемы к максимальным потерям ΔP_m активной мощности предприятия, определяется на основании графиков нагрузок предприятия и энергосистемы; δ – коэффициент учитывающий потери на передачу и трансформацию электрической энергии, равный 1,07-1,11 для сетей напряжением 6(10) кВ.

Определение затрат на генерацию РМ отдельными источниками

- для низковольтных БК (0,4 кВ):

$$Z_{с\ кн} = E \cdot K_{нбк} + C_0 \cdot \Delta P_{нбк}, \quad (8.3.1)$$

					ЮУрГУ – 13,03,02.2018.277. ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		71

$$Z_{2 \text{ кВ}} = 0,223 \cdot 12000 \cdot 1,9 \cdot 67 \cdot 1,18 + 20330 \cdot 4 = 483293 \text{ руб/ Мвар},$$

где E – коэффициент амортизационных отчислений, для БК он равен 0,223; $K_{\text{нбк}}$ – капиталовложения на 1 Мвар низковольтных БК, $\Delta P_{\text{нбк}}$ – удельные потери активной мощности в НБК на генерацию одного Мвар, кВт/Мвар.

- для высоковольтных БК (10 кВ):

$$Z_{\text{Г кВ}} = E \cdot K_{\text{кВ}} + C_0 \cdot \Delta P_{\text{кВ}}, \quad (8.3.2)$$

$$Z_{\text{Г кВ}} = 0,223 \cdot 6000 \cdot 1,9 \cdot 67 \cdot 1,18 + 20330 \cdot 2 = 241646 \frac{\text{руб}}{\text{Мвар}}$$

- для синхронных двигателей:

$$Z_{1 \text{ Г сд}} = C_0 \cdot \frac{D_{1i}}{Q_{\text{ном сд } i}}, \quad (8.3.3)$$

$$Z_{2 \text{ Г сд}} = C_0 \cdot \frac{D_{2i}}{N_i \cdot Q_{\text{ном сд } i}^2}, \quad (8.3.4)$$

Результаты расчетов $Z_{1 \text{ Г сд}}$ и $Z_{2 \text{ Г сд}}$ запишем в таблицу 32.

8.4 Определение эквивалентных активных сопротивлений

- для радиальных линий:



Рисунок 12 - Схема замещения радиальной линии

Для ТП, питающихся по радиальной линии, расчет эквивалентных сопротивлений проводится следующим образом:

$$RR_{\text{э1}} = RR_1 = RR_{\text{л1}} + RR_{\text{тр1}}.$$

					ЮУрГУ – 13,03,02.2018.277. ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		72

- для магистральных линий с двумя ответвлениями:

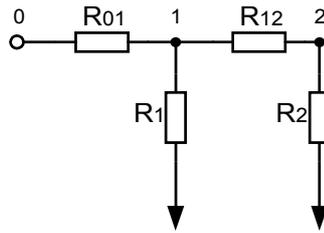


Рисунок 13 - Схема замещения магистральной линии с двумя ответвлениями

Для ТП, питающихся по магистральной линии, сначала введем обозначения:

$$RR_{01} = RR_{л1}; \quad RR_1 = RR_{тп1}; \quad RR_{12} = RR_{л2}; \quad RR_2 = RR_{тп2}.$$

Эквивалентная проводимость точки 1 схемы определяется по формуле:

$$\frac{1}{RR_{тп1}} = \frac{1}{RR_1} + \frac{1}{RR_{12} + RR_2}. \quad (8.4.1)$$

С учетом полученного, эквивалентные сопротивления присоединений ТП определяются по формулам:

$$RR_{с1} = \left[1 + \frac{RR_{01}}{RR_{тп1}} \right] \cdot RR_1, \quad (8.4.2)$$

$$RR_{с2} = \left[1 + \frac{RR_{01}}{RR_{тп1}} \right] \cdot (RR_{12} + RR_2). \quad (8.4.3)$$

- для магистральных линий с тремя ответвлениями:

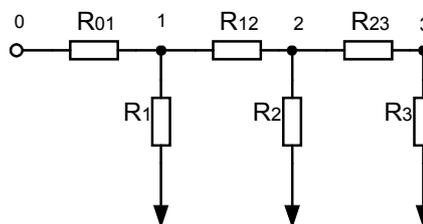


Рисунок 14 - Схема замещения магистральной линии с тремя ответвлениями

Для ТП, питающихся по магистральной линии, сначала введем обозначения:

$$RR_{01} = RR_{л1}; \quad RR_1 = RR_{тп1}; \quad RR_{12} = RR_{л2}; \quad RR_2 = RR_{тп2}; \quad RR_{23} = RR_{л3}; \quad RR_3 = RR_{тп3}.$$

Эквивалентная проводимость точки 2 и 1 схемы определяется по формуле:

$$\frac{1}{RR_{\text{тп2}}} = \frac{1}{RR_2} + \frac{1}{RR_{23} + RR_3}, \quad (8.4.4)$$

$$\frac{1}{RR_{\text{тп1}}} = \frac{1}{RR_1} + \frac{1}{RR_{12} + RR_{\text{тп2}}}. \quad (8.4.5)$$

С учетом полученного, эквивалентные сопротивления присоединений ТП определяются по формулам:

$$R_{\text{э1}} = R_1 + \frac{R_{01}}{R_{\text{тп1}}} \cdot R_1, \quad (8.4.6)$$

$$R_{\text{э2}} = R_1 + \frac{R_{01}}{R_{\text{тп1}}} \cdot R_1 + \frac{R_{12}}{R_{\text{тп2}}} \cdot R_2, \quad (8.4.7)$$

$$R_{\text{э3}} = R_1 + \frac{R_{01}}{R_{\text{тп1}}} \cdot R_1 + \frac{R_{12}}{R_{\text{тп2}}} \cdot (R_{23} + R_3), \quad (8.4.8)$$

8.5 Определение реактивной мощности источников

$$Q_{\text{сi}} = Q_{1i} + \Delta Q_{\text{тi}} + \frac{Z}{R_{\text{эi}}}, \quad (8.5.1)$$

где

$$Z = \frac{3_{\text{Г кв}} - 3_{\text{Г кн}}}{2 \cdot a \cdot C_0} = \frac{241646 - 483293}{2 \cdot 10 \cdot 20330} = -0,59 \text{ Мвар} \cdot \text{Ом}, \quad (8.5.2)$$

$$a = \frac{1000}{U_{\text{ном}}^2} = 10 \text{ кВ}^{-2}. \quad (8.5.3)$$

Результаты расчетов эквивалентных сопротивлений и мощностей низковольтных БК сводим в таблицу 31.

					ЮУрГУ – 13,03,02.2018.277. ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		74

Таблица 31 - Расчет эквивалентных сопротивлений и мощностей НБК

Место установки БК	R _{эi} , Ом	Q _{си} , Мвар		Q _{ки} , квар	Q _{ки} + Q _{си} , квар	Тип принятой стандартной БК	Q _{сти} , квар
		Расчетное	Принятое				
ТП1	0,794	-0,229	0,000	0	0	-	-
ТП2	0,469	-0,407	0,000	355	355	КРМ-0,4-360-30 У3	360
ТП3	0,474	-0,393	0,000	355	355	КРМ-0,4-360-30 У3	360
ТП4	0,488	-0,358	0,000	355	355	КРМ-0,4-360-30 У3	360
ТП5	1,648	-0,057	0,000	0	0	-	-
ТП6	1,665	0,007	0,007	14	20	КРМ-0,4-19,8-1,8 У3	19,8
ТП7	0,472	-0,268	0,000	273	273	КРМ-0,4-300-30 У3	300
ТП8	0,484	-0,238	0,000	273	273	КРМ-0,4-300-30 У3	300
ТП9	0,507	-0,182	0,000	273	273	КРМ-0,4-300-30 У3	300
ТП10	3,808	-0,024	0,000	80	80	КРМ-0,4-105-7,5 У3	105
ТП11	3,821	0,033	0,033	0	33	КРМ-0,4-34,2-1,8 У3	34,2
ТП12	0,868	-0,214	0,000	0	0	-	-
ТП13	0,803	-0,347	0,000	508	508	КРМ-0,4-525-52,5 У3	525
ТП14	0,831	-0,323	0,000	508	508	КРМ-0,4-525-52,5 У3	525
ТП15	0,854	-0,156	0,000	300	300	КРМ-0,4-300-30 У3	300
ТП16	0,872	-0,142	0,000	300	300	КРМ-0,4-300-30 У3	300
ИТОГО	-	-	0,040	3591	3631	-	3789

Определим реактивную мощность, генерируемую синхронными двигателями:

$$QQ_{cd} = \frac{Z_{2kv} - Z_{1gcd}}{2 \cdot a \cdot C_0 \cdot RR_{gcd}} < QQ_{cdm}, \quad (8.5.4)$$

где RR_{gcd} – эквивалентное сопротивление СД.

Эквивалентное сопротивление СД:

$$R_{gcd} = \frac{R_{лсд(1600)}}{n} + \frac{Z_{2gcd(1600)}}{a \cdot C_0}. \quad (8.5.5)$$

Результаты расчетов R_{gcd} и QQ_{cd} запишем в таблицу 32.

Таблица 32 – Расчет реактивной мощности генерируемую СД

Обозначение в схеме	Q _{сдм} , Мвар	Z _{1gcd} , руб/ Мвар	Z _{2gcd} , руб/ Мвар ²	R _{эсд} , Ом	Q _{сд} , Мвар
СДх630 (цех №12)	1,70	131512	170744	0,86	0,315
СДх1600 (цех №11)	4,20	122559	64117	0,33	0,892
ИТОГО	5,89				1,207

8.6 Определение мощности высоковольтной БК

Производится из условия баланса реактивных мощностей на секциях 6 кВ ГПП:

-для 1,2 С10кВ:

$$Q_{0,1,2c} = \Delta Q_{T \text{ ГПП}} / 4 + Q_{Q_{\text{В}}} / 2 - Q_{\text{эс } 1} / 4 - \frac{Q_{\text{сд}}}{2}. \quad (8.6.1)$$

-для 3,4 С10кВ:

$$Q_{0,3,4c} = \sum_1^{16} (Q_{1 \text{ ii}} + \Delta Q_{T \text{ ii}}) + \frac{\Delta Q_{T \text{ ГПП}}}{4} + Q_{\text{кii}} - \sum_1^{16} Q_{\text{с ii}} - Q_{\text{эс } 1} / 4, \quad (8.6.2)$$

где $Q_{\text{эс } 1}$ – экономически целесообразная реактивная мощность передаваемая энергосистемой заводу, она определяется как минимальная величина из двух:

$$Q'_{\text{эс}} = a_1 \cdot P_p \quad \text{и} \quad Q''_{\text{эс}} = Q_p - \frac{0,7}{KK_{\text{нр}}} \cdot Q_{\text{сд м}} \quad (8.6.3 - 8.6.4)$$

где a_1 – расчетный коэффициент равный 0,31; P_p и Q_p – расчетные активная и реактивная нагрузки всего завода; $KK_{\text{нр}}$ – коэффициент несовпадения реактивной мощности равный 0,9; $Q_{\text{сд}}$ – располагаемая мощность всех синхронных двигателей завода.

Расчетная реактивная нагрузки всего завода:

$$Q_p = 2 \cdot \left(\sum_1^{16} (Q_{1 \text{ ii}} + \Delta Q_{T \text{ ii}}) \right) + \Delta Q_{T \text{ ГПП}} + Q_{\text{В}}, \quad (8.6.5)$$

$$Q_p = 2 \cdot (8437 + 868) + 2363 + 5040 = 26013 \text{ квар},$$

$$Q'_{\text{эс}} = 0,31 \cdot 35102 = 10882 \text{ квар},$$

$$Q''_{\text{эс}} = 26013 - \frac{0,7}{0,9} \cdot 5890 = 21432 \text{ квар}.$$

Экономически целесообразная реактивная мощность, потребляемая заводом от энергосистемы в режиме максимальных нагрузок энергосистемы: $Q'_{\text{эс}} = 10882$ квар.

Определим значение коэффициента реактивной мощности $\text{tg}\varphi_{\text{э}}$, заданного предприятию энергосистемой:

$$\text{tg}\varphi_{\text{э}} = \frac{Q'_{\text{эс}}}{P_{\text{р}}} = \frac{10882}{35102} = 0,31, \quad (8.6.6)$$

Найдем реактивные мощности на секциях:

-для 1,2 С10кВ:

$$Q_{0\ 1,2\text{с}} = \frac{2363}{4} + \frac{5040}{2} - \frac{10882}{4} - \frac{1207}{2} = -213 \text{ квар.}$$

на 1,2С10кВ избыток реактивной мощности

-для 3,4 С10кВ:

$$Q_{0\ 3,4\text{с}} = 8437 + 868 + \frac{2363}{4} + 3591 - 3789 - \frac{10882}{4} = 6977 \text{ квар.}$$

Установим на 3,4С10кВ по УКРМ-10,5-7200-450 УЗ

Определение расчетного коэффициента реактивной мощности $\text{tg}\varphi_{\text{р}}$ на вводе ГПП (без учета мощности $Q_{\text{эс1}}$, поступающей из энергосистемы):

$$\begin{aligned} \text{tg}\varphi_{\text{р}} &= \frac{Q_{\text{р}} + 2 \cdot (\sum^{11} Q_{\text{кii}}) - 2 \cdot (\sum^{11} Q_{\text{стн ii}} + \sum^4 Q_{\text{ств ii}}) + \sum^8 Q_{\text{сд ii}}}{P_{\text{р}}} \\ &= \frac{21432 + 2 \cdot 3591 - (2 \cdot (3789 + 7200) + 1207)}{35102} = 0,15. \end{aligned}$$

Определим резерв реактивной мощности:

$$Q_{\text{рез}\%} = \frac{\sum^8 Q_{\text{сд ii}} - Q_{\text{сд ii}}}{Q_{\text{р}}} \cdot 100\% = \frac{5890 - 1207}{21432} \cdot 100\% = 21,8\%.$$

					ЮУрГУ – 13,03,02.2018.277. ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		77

9 ПОКАЗАТЕЛИ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

На предприятии присутствуют электроприемники, вносящие искажения в напряжение питающей сети, поэтому произведем оценку качества электроэнергии. Так как у нас присутствуют двигатели, то произведем расчет по нахождению величины просадки напряжения. Запустим СД 1600 кВт.

Активными сопротивлениями элементов СЭС пренебрегаем, поэтому все элементы СЭС представляем своими индуктивными сопротивлениями, приведенными к базисным значениям.

Определим расчетную пусковую мощность СД:

$$S_n = \frac{P_{\text{ном}} \cdot K_n}{\cos\phi \cdot \eta} = \frac{1,6 \cdot 6,7}{0,96 \cdot 0,85} = 9,5 \text{ МВА}, \quad (9.1)$$

где $P_{\text{ном}}$ – номинальная мощность ЭД, МВт; K_n – кратность пускового тока; $\cos\phi$, η – номинальные параметры ЭД.

Кроме СД, участвующего в пуске, к шинам подключена другая нагрузка, эту нагрузку будем учитывать условным понятием «пусковой нагрузки». К секции 10кВ подключены: 2хСД-630кВт, СД-1600кВт, 3хИП-1600кВт их полные расчетные мощности приведены в таблице 3 при расчете электрических нагрузок по заводу.

Суммарная пусковая нагрузка:

$$SS_{\text{п.н.}} = 7924/2 + 2321/2 + 5894/4 = 6596 \text{ кВА.}$$

Суммарная эквивалентная пусковая нагрузка узла будет равна:

$$S_{\text{н.э.}} = S_n + S_{\text{п.н.}} = 6,596 + 9,5 = 16,1 \text{ МВА}. \quad (9.2)$$

Тогда эквивалентное сопротивление узла определяется выражением:

$$X_{\text{н.э.}} = \frac{S_{\text{б}} \cdot U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{н.э.}} \cdot U_{\text{б}}^2} = \frac{1000 \cdot 10,5^2}{16,1 \cdot 10,5^2} = 62. \quad (9.3)$$

Остаточное напряжение на сборных шинах, к которым подключен ЭД, найдем из выражения:

$$U_d = U_c \cdot \frac{X_{\text{н.э.}}}{X_c + X_{\text{н.э.}}} = 10,5 \cdot \frac{62}{6,68 + 62} = 9,48 \text{ кВ}, \quad (9.4)$$

где U_c – напряжение питающей сети, кВ; X_c – суммарное сопротивление питающей сети до сборных шин, к которым подключен СД, $X_c=6,68$ - его определяли ранее в пункте 6 при расчетах токов КЗ.

Просадка напряжения:

					ЮУрГУ – 13,03,02.2018.277. ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		78

$$\Delta U = \frac{U_c - U_d}{U_c} \cdot 100\% = \frac{10,5 - 9,48}{9,48} \cdot 100\% = 10,8\%. \quad (9.5)$$

$$\Delta U_{\text{доп}} = 10\%$$

Следовательно, провалы напряжения в сети 10кВ при прямом пуске синхронного электродвигателя 1600 кВт выходят за рамки допустимых значений.

Установим систему плавного пуска для 4хСД-1600кВт и 4хСД-630кВт.

					ЮУрГУ – 13,03,02.2018.277. ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		79

10 РАСЧЁТ ЗАЩИТЫ СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА ТРДН-32000/110

Согласно ПУЭ для трансформаторов общего назначения должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

- многофазных замыканий в обмотках и на выводах,
- межвитковых замыканий на землю,
- токов в обмотках, обусловленных перегрузкой,
- понижения уровня масла.

Соответственно устанавливаем следующие виды защит:

- продольная дифференциальная защита от различных видов короткого замыкания,
- МТЗ без выдержки времени как резервная от внешних многофазных коротких замыканий,
- защита от перегруза,
- газовая защита.

10.1 Продольная дифференциальная защита

Согласно ПУЭ на двухтрансформаторных подстанциях при мощности трансформатора 4 МВА и более устанавливается дифференциальная защита без выдержки времени.

Защита выполняется с помощью дифференциального реле.

					ЮУрГУ – 13,03,02.2018.277. ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		80

Расчет токов для выбора ТТ

Определяемые величины	Числовые значения для сторон	
	ВН	НН ₁ и НН ₂
Первичные номинальные токи трансформатора, А	$I_{НОМ.ВН} = \frac{S_{Т1}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ.ВН}} =$ $= \frac{32 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 167,9$	$I_{НОМ.НН} = \frac{S_{Т1}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НОМ.НН}} =$ $= \frac{32 \cdot 10^6}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^3} = 923,7$
Максимальный рабочий ток, А	$I_{МАХ.РАБ.ВН} = 1,4 \cdot I_{НОМ.ВН} =$ $= 1,4 \cdot 167,9 = 235$	$I_{МАХ.РАБ.НН} = 1,4 \cdot I_{НОМ.НН} =$ $= 1,4 \cdot 923,7 = 1293$
Схема соединения трансформаторов тока	Треугольник	Звезда
Коэффициент схемы	$K_{СХ} = \sqrt{3}$	$K_{СХ} = 1$
Условие выбора ТТ для высокой стороны	$I_{МАХ.} = \sqrt{3} \cdot I_{НОМ.ВН} =$ $= \sqrt{3} \cdot 167,9 = 290,8$	
Тип трансформатора тока	ТВ-110 $I_2 = 300 \text{ А} ; I_1 = 5 \text{ А}$	ТЛК-10 УЗ $I_2 = 1500 \text{ А} ; I_1 = 5 \text{ А}$
Коэффициенты трансформации трансформаторов тока	$n_T = \frac{I_1}{I_2} = \frac{300}{5} = 60$	$n_T = \frac{I_1}{I_2} = \frac{1500}{5} = 300$
Вторичные токи в плечах защиты	$I_{2НОМ} = \frac{K_{СХ}}{n_T} \cdot I_{НОМ.ВН} =$ $= \frac{\sqrt{3}}{60} \cdot 167,9 = 4,8$	$I_{2НОМ} = \frac{K_{СХ}}{n_T} \cdot I_{НОМ.НН} =$ $= \frac{1}{300} \cdot 923,7 = 3,08$

За основную принимается сторона, у которой наибольшее значение вторичного тока.

За основную принимаем сторону высокого напряжения.

2 Ток срабатывания защиты предварительно определяется:

— по условию отстройки от тока небаланса, вызванного погрешностями трансформаторов тока $I'_{НБ}$ и регулированием напряжения под нагрузкой (РПН) $I''_{НБ}$. При этом все токи приводятся к ступени напряжения основной стороны.

Двух фазный и трехфазный ток КЗ приведенный к напряжению основной стороны:

					ЮУрГУ – 13,03,02.2018.277. ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		81

$$I_{K3}^{(3)BH} = 1000 A;$$

где: I_{K3} - ток короткого замыкания в точке K_3 , берем из таблицы 18.

Ток небаланса, вызванный погрешностями трансформаторов тока:

$$I'_{НБ} = K_{ОДН} \cdot K_A \cdot \varepsilon \cdot I_{K3}^{(3)BH} = 1 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 1000 = 100 A,$$

где: $K_{ОДН}$ - коэффициент однотипности трансформаторов тока, $K_{ОДН} = 1$; K_A - коэффициент апериодической составляющей для дифференциального реле, $K_A = 1$; ε - допустимая погрешность трансформатора тока, $\varepsilon = 0,1$.

Ток небаланса вызванный регулированием напряжения под нагрузкой (РПН):

$$I''_{НБ} = (0,1 \cdot K_{ОДН} + \Delta N_{рег}) I_{K3}^{(3)BH}$$

где: $K_{ОДН}$ - коэффициент однотипности трансформаторов тока, $K_{ОДН} = 1$; $\Delta N_{рег}$ - пределы регулирования напряжения ступени стороны ВН.

$$\Delta N_{рег} = \frac{16}{100} = 0,16$$

где: 16 – пределы регулирования ΔU , %.

$$I''_{НБ} = (0,1 \cdot 1 + 0,16) \cdot 1000 = 260$$

Предварительное значение тока срабатывания защиты по условию отстройки от токов небаланса:

$$I_{СР.З} = K_{ОТС} \cdot (I'_{НБ} + I''_{НБ}) = 1,2 \cdot (100 + 260) = 432 A,$$

где: $K_{ОТС}$ - коэффициент отстройки, $K_{ОТС} = 1,2$.

— по условию отстройки от броска тока намагничивания:

$$I_{СР.З} = K_{ОТС} \cdot I_{НОМ}^{BH} = 1,3 \cdot 167,9 = 218,2 A,$$

где: $K_{ОТС} = 1,3$ - коэффициент отстройки от броска тока намагничивания при включении силового трансформатора.

Из двух токов срабатывания выбираем наибольший, то есть $I_{СР.З} = 432 A$.

					ЮУрГУ – 13,03,02.2018.277. ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		82

Производится предварительная проверка чувствительности защиты с целью выяснения в первом приближении возможности использования реле РНТ-565.

Для двухобмоточных трансформаторов и для ориентировочных расчетов защиты трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов коэффициент чувствительности может быть определен по выражению:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к. min}}^{(m)} \cdot K_{\text{схN}}^{(m)}}{I_{\text{сз}} \cdot K_{\text{схN}}^{(3)}}$$

где $I_{\text{к. min}}^{(m)}$ – минимально значение тока короткого замыкания вида m (m = 3 – трехфазное КЗ; m = 2 – двухфазное КЗ; m = 1 – однофазное замыкание) в защищаемой зоне;

$K_{\text{схN}}^{(3)}$ - коэффициент схемы, определяемый видом повреждения m, схемой соединения трансформаторов тока защиты на рассматриваемой стороне N и схемой соединения обмоток защищаемого трансформатора.

Значения коэффициента схемы

№ пп	Вид короткого замыкания	Место короткого замыкания	$\frac{K_{\text{схN}}^{(m)}}{K_{\text{схN}}^{(3)}}$
1	Трехфазное	На стороне треугольника или звезды	1
2	Двухфазное	На стороне звезды	$\frac{2}{\sqrt{3}} \left(\frac{1}{\sqrt{3}} \right)$
		На стороне треугольника	1
3	Однофазное	На стороне звезды	$\frac{1}{\sqrt{3}}$

Таблица составлена исходя из следующего:

- на стороне звезды силового трансформатора трансформаторы тока соединены в треугольник, а на стороне треугольника – в звезду;
- значения даны для трехлинейной схемы защиты, для двухрелейной схемы значения приведены в скобках.

Предварительное значение коэффициента чувствительности защиты определяем по току двухфазного короткого замыкания на секции 10кВ ГПП, приведенному к высшему напряжению:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к. min}}^{(2)} \cdot K_{\text{схN}}^{(2)}}{I_{\text{сз}} \cdot K_{\text{схN}}^{(3)}}$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{K3}^{(2)} \cdot K_{\text{схN}}^{(2)}}{I_{\text{ср.3}} \cdot K_{\text{схN}}^{(3)}} = \frac{100 \cdot 2}{432 \cdot 1} = 2,66 > 2$$

Определяется число витков насыщающегося трансформатора реле для основной стороны по формуле:

$$\omega_{\text{осн.расч}} = \frac{F_{\text{ср}}}{I_{\text{ср.осн}}},$$

где $F_{\text{ср}} = 100$ А витков – магнитодвижущая сила срабатывания реле типа РНТ-565.

Полученное число витков насыщающегося трансформатора уточняется с учетом составляющей $I''_{\text{нб}}$. Расчеты сводятся в таблицу.

Расчёт числа витков реле РНТ-565

Наименование величины	Числовые значения
Расчетный ток срабатывания на основной стороне, А	$I_{\text{ср.р.осн}} = \frac{K_{\text{вн}}}{n_{\text{T}}} \cdot I_{\text{ср.3}} =$ $= \frac{\sqrt{3}}{60} \cdot 432 = 12,4$
Расчетное число витков обмотки насыщающегося трансформатора тока (НТТ) реле для основной стороны, витки	$\omega_{\text{осн.расч}} = \frac{F_{\text{ср}}}{I_{\text{ср.р.осн}}} = \frac{100}{12,4} = 8,06$
Принятое число витков обмотки НТТ реле для основной стороны, витки	$\omega_{\text{осн}} = 8$
Ток срабатывания реле на основной стороне, А	$I_{\text{ср.р.осн}} = \frac{F_{\text{ср}} = 100}{\omega_{\text{осн}} = 8} = 12,5$
Расчетное число витков обмотки насыщающегося трансформатора тока (НТТ) реле для неосновной стороны, витки	$\omega_{\text{неосн.расч}} = \omega_{\text{осн}} \frac{I_{2\text{осн}}}{I_{2\text{неосн}}} =$ $= 8 \cdot \frac{4,8}{3,08} = 12,46$
Принятое число витков обмотки НТТ реле для неосновной стороны, витки	$\omega_{\text{неосн}} = 12$
Составляющая тока небаланса $I''_{\text{нб}}$, А	$I''_{\text{нб}} = \frac{\omega_{\text{неосн.расч}} - \omega_{\text{неосн}}}{\omega_{\text{неосн.расч}}} \cdot I_{\text{кз}}^{(3)\text{вн}} =$ $= \frac{12,46 - 12}{12,46} \cdot 1000 = 36,91$
Уточненное значение тока срабатывания защиты $I_{\text{ср.3}}$, А	$I_{\text{ср.3}} = K_{\text{отс}} \cdot (I''_{\text{нб}} + I''_{\text{нб}} + I''_{\text{нб}}) =$ $= 1,2 \cdot (100 + 260 + 36,91) = 476,2$

Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата
------	------	-------------	---------	------

Уточненный ток срабатывания реле на основной стороне, А	$I'_{CP.P.OCH} = \frac{K_{CX}^{BH}}{n_T} \cdot I_{CP.3} =$ $= \frac{\sqrt{3}}{60} \cdot 476,2 = 13,74$
Окончательно принятое число витков НТТ реле для установки на основной стороне (110 кВ) и неосновной стороне (10 кВ), витки	$\omega_{OCH} = 8$ $\omega_{HEOCH} = 12$

где: F_{CP} - магнитодвижущая сила срабатывания реле типа РНТ-565, $F_{CP} = 100 \text{ А} \cdot \text{витков}$; K_{OTC} - коэффициент отстройки, $K_{OTC} = 1,2$ $K_{OTC} = 1,2$

Определим ток двухфазного КЗ на шинах 110кВ ГПП:

$$I_{\kappa 2}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\kappa 2}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 9500 = 8227 \text{ А}$$

Коэффициент чувствительности $K_q > 2$:

$$K_q = \frac{I_{\kappa 2}^{(2)}}{I_{CP.3}} = \frac{8227}{476,2} = 17,27 > 2$$

защита чувствительна.

Выбираем реле РСТ 13-24-Х (U – пост, $I_{VCT} = 5 - 20 \text{ А}$).

Находим сумму уставок:

$$\Sigma Q = \frac{I_{CP.P}}{I_{MIN}} - 1 = \frac{13,74}{5} - 1 = 1,74$$

Определяем ток уставки реле (выбираем уставки кратные 0,2):

$$I_{VCT} = I_{MIN} (\Sigma Q + 1) = 5(1,8 + 1) = 14 \text{ А}.$$

10.2 Защита от внешних коротких замыканий

Для защиты от внешних коротких замыканий применяется МТЗ с независимой выдержкой времени. Она является резервной защитой от внешних коротких замыканий. Защита выполняется с помощью статического реле типа РСТ. Максимально рабочий ток трансформатора на стороне ВН : $I_{MAX.PAB.VH} = 235 \text{ А}$, трансформаторы тока выбранные ранее: ТВ-

					ЮУрГУ – 13,03,02.2018.277. ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		85

110 ($U_{НОМ} = 110\text{кВ}$, $I_1 = 300\text{ А}$, $I_2 = 5\text{ А}$, $n_T = 60$), схема включения трансформатора тока – треугольник, $K_{BH\text{ } CX} = \sqrt{3}$.

Ток срабатывания защиты по условию отстройки от максимального рабочего тока в точке установки защиты:

$$I_{CP.3} = \frac{K_{OTC}}{K_B} \cdot I_{BH\text{ } МАХРАБ} = \frac{1,2}{0,9} \cdot 235 = 313,3\text{ А},$$

где: K_{OTC} - коэффициент отстройки, $K_{OTC} = 1,2$; K_B - коэффициент возврата, $K_B = 0,9$.

Ток срабатывания реле:

$$I_{CP.P} = \frac{K_{CX}}{n_T} \cdot I_{CP.3} = \frac{\sqrt{3}}{60} \cdot 313,3 = 9\text{ А}.$$

Выбираем реле РСТ 13-24-Х (U – пост, $I_{VCT} = 5 - 20\text{ А}$).

Находим сумму уставок:

$$\Sigma Q = \frac{I_{CP.P}}{I_{MIN}} - 1 = \frac{9}{5} - 1 = 0,8$$

Определяем ток уставки реле (выбираем уставки кратные 0,2):

$$I_{VCT} = I_{MIN} (\Sigma Q + 1) = 5(0,8 + 1) = 9\text{ А}.$$

Определяется коэффициент чувствительности основной зоны $K_{ч.ОСН} > 1,5$ и резервной зоны $K_{ч.РЕЗ} > 1,2$

Коэффициент чувствительности в основной зоне:

$$K_{ч.ОСН} = \frac{I_{K2}^{(2)}}{I_{CP.3}} = \frac{8227}{313,3} = 26,2 > 1,5$$

защита чувствительна.

Коэффициент чувствительности в резервной зоне:

Определим ток двухфазного КЗ на шинах 10кВ ГПП:

$$I_{к3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{к3}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 11000 = 9526\text{ А}$$

$$K_{ч.РЕЗ} = \frac{I_{K3}^{(2)} \cdot U_{2cp}}{I_{CP.3} \cdot U_{1cp}} = \frac{9526 \cdot 10,5 \cdot 10^3}{313,3 \cdot 110 \cdot 10^3} = 2,7 > 1,2$$

					ЮУрГУ – 13,03,02.2018.277. ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		86

защита чувствительна.

Защита от перегруза

Для защиты от перегруза используется токовая защита в однофазном исполнении.

Трансформаторы тока выбираются те же, что и выше.

Ток срабатывания защиты определяется из условия отстройки от максимального рабочего тока на стороне ВН:

$$I_{CP.3} = \frac{K_{OTC}}{K_B} \cdot I_{MAXPAB}^{BH} = \frac{1,5}{0,9} \cdot 235 = 391,6 A,$$

где: K_{OTC} - коэффициент отстройки, $K_{OTC} = 1,5$; K_B - коэффициент возврата, $K_B = 0,9$.

Ток срабатывания реле:

$$I_{CP.P} = \frac{K_{CX}}{n_T} \cdot I_{CP.3} = \frac{\sqrt{3}}{60} \cdot 391,6 = 11,3 A.$$

Выбираем реле РСТ 13-24-Х (U – пост, $I_{VCT} = 5 - 20 A$).

Находим сумму уставок:

$$\Sigma Q = \frac{I_{CP.P}}{I_{MIN}} - 1 = \frac{11,3}{5} - 1 = 1,26$$

Определяем ток уставки реле (выбираем уставки кратные 0,2):

$$I_{VCT} = I_{MIN} (\Sigma Q + 1) = 5(1,26 + 1) = 12 A.$$

Газовая защита

Газовая защита является основной защитой трансформатора от межвитковых замыканий и других внутренних повреждений, сопровождаемых разложением масла и выделением газа.

К характерным повреждениям маслonaполненного электрического аппарата - трансформатора, автотрансформатора, реактора (далее - трансформатора) относятся короткие замыкания (КЗ) между обмотками, витковые замыкания, "пожар" стали магнитопровода, утечка масла из бака,

					ЮУрГУ – 13,03,02.2018.277. ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		87

неисправности маслonaполненного контактора переключателя ответвлений устройства регулирования напряжения под нагрузкой (РПН) и др.

Практически все повреждения внутри бака маслonaполненного электрического аппарата сопровождаются выделением газа в результате разложения масла или других изоляционных материалов под действием частичных электрических разрядов, повышенного нагрева, электрической дуги. При КЗ происходит ускоренное протекание масла или его смеси с газом из бака аппарата в расширитель. В процессе эксплуатации возможно также снижение уровня масла или выделение газа по разным причинам.

Нарушение нормальной работы контактора может быть вызвано повреждением изоляции, ослаблением пружин механизма, старением керамических силовых контактов, что ведет к замедлению и нечеткости переключения. Затянувшаяся дуга сопровождается (с учетом небольшого объема масла в баке контактора) бурным разложением масла. Струя масла в смеси с газом направляется из бака контактора в расширитель.

Защита, реагирующая на указанные повреждения, получила название "газовой". Эта защита осуществляется с помощью так называемых газовых и струйных реле.

Газовые реле предназначены для защиты трансформаторов, имеющих расширитель, от повреждений внутри бака, при которых происходит выделение газа, снижение уровня масла или возникновение ускоренного потока масла из бака трансформатора в расширитель.

Струйные реле предназначены для защиты контакторов маслonaполненных переключателей ответвлений трансформаторов от повреждений, сопровождающихся возникновением ускоренного потока масла из бака контактора в расширитель).

В качестве реагирующих органов выбираются реле типа РГТ – 50 и РСТ-25.

Уставки по скорости потока масла 0,6 м/с и 0,9 м/с соответственно.

10.5. Организация защиты силовых трансформаторов

Организация защиты силовых трансформаторов. Для трансформаторов должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы [35, п. 3.2.51]: – многофазных замыканий в обмотках и на их выводах; – однофазных замыканий на землю в обмотке и на выводах в сетях с глухозаземленной нейтралью; – витковых замыканий в обмотках; – токов в

					ЮУрГУ – 13,03,02.2018.277. ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		88

обмотках, обусловленных внешними КЗ; – токов в обмотках, обусловленных перегрузкой; – понижения уровня масла.

1. Для защиты от повреждений на выводах, а также от внутренних повреждений должны быть предусмотрена продольная дифференциальная токовая защита без выдержки времени на трансформаторах мощностью 6,3 МВА и более [35, п. 3.2.54].

2. Основной защитой трансформаторов мощностью 4,0 МВА и более от витковых замыканий и других внутренних повреждений, сопровождаемых разложением масла и выделением газа, а также от понижения уровня масла, является газовая защита [35, п. 3.2.53]. Газовая защита должна действовать на сигнал при слабом газообразовании и понижении уровня масла и на отключение при интенсивном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла.

3. На понижающих трансформаторах мощностью 1 МВА и более в качестве резервной защиты от токов в обмотках, обусловленных внешними многофазными КЗ, должна быть предусмотрена максимальная токовая защита (селективная токовая защита) с комбинированным пуском напряжения или без него [35, п. 3.2.59]. При выборе тока срабатывания максимальной токовой защиты необходимо учитывать возможные токи перегрузки при отключении параллельно работающих трансформаторов и ток самозапуска электродвигателей, питающихся от трансформаторов. Защиту от токов, обусловленных внешними многофазными КЗ, следует устанавливать [35, п. 3.2.61]: – на двухобмоточных трансформаторах – со стороны основного питания; – на двухобмоточным трансформаторе, питающем раздельно работающие секции сборных шин (трансформатор с расщепленной вторичной обмоткой), – со стороны питания и со стороны каждой секции; – на трехобмоточных трансформаторах, присоединенных к сети тремя выключателями (трансформатор с обмотками трех классов напряжения, например – 110/35/10 кВ), – со всех сторон трансформатора.

4. На трансформаторах мощностью 0,4 МВА и более для защиты от перегрузки следует предусматривать максимальную токовую защиту с 12 действием на сигнал [35, п. 3.2.69]. Для подстанций без постоянного дежурного персонала допускается предусматривать действие этой защиты на автоматическую частотную разгрузку или отключение.

5. Контроль температуры изоляции.

					ЮУрГУ – 13,03,02.2018.277. ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		89

11 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Расчет заземляющего устройства подстанции 10/0,4 кВ

Для обеспечения безопасных условий работы обслуживающего персонала от поражения напряжением прикосновения и шаговым напряжением необходимо все части электрооборудования, нормально не находящиеся под напряжением, но могущие оказаться под таковым при повреждении изоляции, надежно заземлять.

Заземляющее устройство ТП принято общим для напряжения 10 и 0,4 кВ. Сопротивление заземляющего устройства должно быть $R_3 \leq 4$ Ом в любое время года. Заземляющее устройство выполнено углубленными заземлителями из полосовой стали, укладываемой в траншею глубиной 0,6 м по периметру распределительного пункта, и вертикальными электродами. Заземляющий контур связан с магистральным заземлением в двух местах. Магистраль заземления выполнена из полосовой стали. В качестве ответвлений от магистралей используются нулевые жилы кабелей и специально прокладываемые стальные полосы.

Заземлению подлежат корпуса электрических машин, трансформаторов, аппаратов, приводы электрических аппаратов, каркасы распределительных щитов, щитов управления, ящиков и шкафов, вторичные обмотки измерительных трансформаторов.

Не допускается использовать в качестве заземлителей трубопроводы горючих жидкостей, горючих или взрывоопасных газов и смесей и трубопроводов канализации и центрального отопления. Указанные ограничения не исключают необходимости присоединения таких трубопроводов к заземляющему устройству с целью уравнивания потенциалов в соответствии с ПУЭ [17 п 1.7.82.]

Не следует использовать в качестве заземлителей железобетонные конструкции зданий и сооружений с предварительно напряженной арматурой, однако это ограничение не распространяется на опоры ВЛ и опорные конструкции ОРУ.

Возможность использования естественных заземлителей по условию плотности протекающих по ним токов, необходимость сварки арматурных стержней железобетонных фундаментов и конструкций, приварки анкерных болтов стальных колонн к арматурным стержням железобетонных фундаментов, а также возможность пользования фундаментом в сильноагрессивных средах должны быть определены расчетом.

Согласно ПУЭ [17], сопротивление заземляющего устройства в электроустановках напряжением до 1 кВ не должно превышать 4 Ом.

Для обеспечения этого требования нужно установить заземляющее устройство с величиной меньше или равной 4 Ом.

Для определения количества вертикальных заземлителей, необходимо прежде всего определить сопротивление одного заземлителя (электрода).

					ЮУрГУ – 13,03,02.2018.277. ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		90

Сопротивление растекания одного вертикального электрода:

$$R_B = \frac{\rho_{РАСЧ.В}}{2 \cdot \pi \cdot l_B} \left(\ln \frac{2l_B}{d} + \frac{1}{2} \ln \frac{4t_1 + l_B}{4t_1 - l_B} \right) \quad (12.1)$$

где $\rho_{РАСЧ.В}$ - расчетное сопротивление грунта для вертикальных электродов;

l_B - длина вертикальных заземлителей = 2,5 м;

d - внешний диаметр электрода = 16 мм;

t_1 - расстояние от поверхности земли до середины заземлителя.

Расчетное сопротивление грунта определяется по формуле:

$$\rho_{РАСЧ} = \rho \cdot \psi, \quad (12.2)$$

где ψ - коэффициент сезонности, для II климатической зоны равный 1,7 для вертикальных заземлителей, 3,5 - для горизонтальных.

$$R_B = \frac{1,7 \cdot 100}{2 \cdot \pi \cdot 2,5} \left(\ln \frac{2 \cdot 2,5}{0,016} + \frac{1}{2} \ln \frac{4 \cdot 1,85 + 2,5}{4 \cdot 1,85 - 2,5} \right) = 65,97 \text{ Ом.}$$

Определяем ориентировочное число вертикальных заземлителей:

$$N_B = \frac{R_B}{K_{И} \cdot R_{И}}, \quad (12.3)$$

где $K_{И}$ - коэффициент использования электродов = 0,65 [6];

$R_{И}$ - сопротивление искусственного заземлителя, равное 4 Ом.

$$N_B = \frac{65,97}{0,65 \cdot 4} = 25,4.$$

Принимаем число вертикальных электродов 26 шт.

Расчетное сопротивление растеканию горизонтальных электродов:

$$R_{Г} = \frac{\rho_{РАСЧ.Г}}{l_{П} \cdot K_{И1}} \cdot \ln \frac{l_{П}^2}{b_{П} \cdot t}, \quad (12.4)$$

где $l_{П}$ - длина полосы;

$b_{П}$ - ширина полосы = 50 мм;

$K_{И1}$ - коэффициент использования для полосового заземлителя, равный 0,42 [6].

Длина полосы рассчитывается по формуле:

$$l_{П} = L \cdot (N_B - 1), \quad (12.5)$$

где L - расстояние между двумя соседними вертикальными заземлителями.

					ЮУрГУ – 13,03,02.2018.277. ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		91

$$l_{II} = 2,5 \cdot (26 - 1) = 62,5 \text{ м}$$

$$R_{\Gamma} = \frac{3,5 \cdot 100}{62,5 \cdot 0,42} \cdot \ln \frac{62,5^2}{0,05 \cdot 0,6} = 157,7 \text{ Ом}$$

Сопротивление вертикальных заземлителей, с учетом сопротивления заземляющей полосы:

$$R_{B1} = \frac{R_{\Gamma} \cdot R_H}{R_{\Gamma} - R_H}, \quad (12.6)$$

$$R_{B1} = \frac{157,7 \cdot 4}{157,7 - 4} \text{ Ом}$$

Уточняем минимальное число вертикальных заземлителей, с учетом полосового заземлителя:

$$N_B = \frac{R_B}{K_{II} \cdot R_{B1}}, \quad (12.7)$$

$$N_B = \frac{65,97}{0,65 \cdot 4,1} = 24,8.$$

Окончательно принимаем количество вертикальных заземлителей - 26 шт.

Сопротивление искусственного заземлителя с минимальным числом электродов:

$$R_{II} = \frac{R_B}{K_{II1} \cdot N_{B1}},$$

$$R_{II} = \frac{65,97}{0,65 \cdot 26} = 3,9 \text{ Ом}$$

Заземляющее устройство подстанции 10/0,4 представлено на рисунке 15.

					ЮУрГУ – 13,03,02.2018.277. ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		92

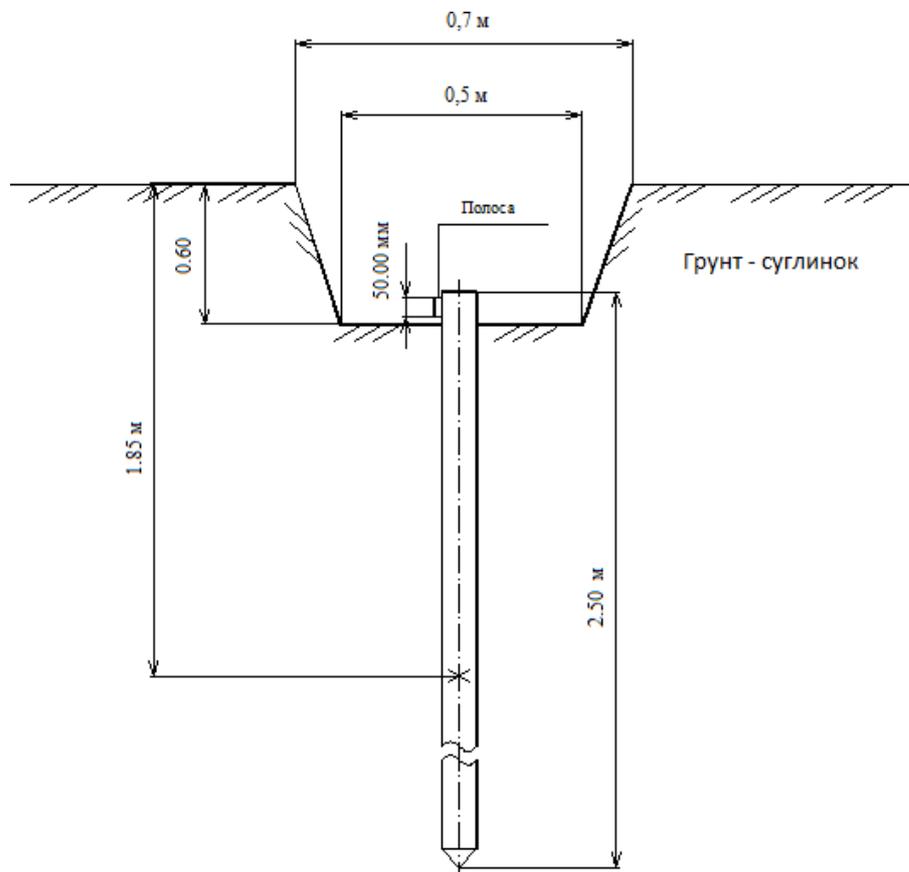


Рисунок 23 – Установочные размеры вертикального заземлителя

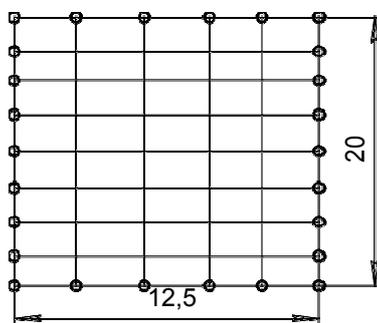


Рисунок 24 –Схема заземлителя

Составим предварительную схему заземлителя, рисунок 16.

Тип заземлителя – контурный (распределительный), т.е. в виде сетки из горизонтальных полосовых и вертикальных стержневых электродов.

					ЮУрГУ – 13,03,02.2018.277. ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		93

12 УСТРОЙСТВО ПЛАВНОГО ПУСКА

Из-за больших пусковых токов в момент запуска электродвигателей большой мощности и интенсивного износа подключенного к ним оборудования от резкого разгона ротора, их стараются как можно меньше отключать и включать в работу, что приводит к нерациональному использованию оборудования и большому расходу электроэнергии и охлаждающей воды. Устройство плавного запуска (УПЗ) позволит отключать и включать компрессоры (вентиляторы, насосы) в любой момент, когда это необходимо, даже на часовые перерывы. Это позволит существенно снизить затраты на электроэнергию. УПЗ целесообразно использовать на синхронных и асинхронных электродвигателях: на компрессорах, насосах, вентиляторах.

Устройство служит для постепенного (плавного) разгона электродвигателя до определенного числа оборотов.

Для пневмо- и гидросистем возможно исполнение УПЗ с функцией регулировки давления и производительности.

Преимущества, получаемые при использовании УПЗ:

- Время действия пусковых токов сокращается до 1-2 секунд;
- Величина пусковых токов снижается;
- Тепловое воздействие на обмотки статора электродвигателя в 4 раза меньше, чем при прямом пуске, что позволяет запускать электродвигатель даже из горячего состояния;
- Первоначальная ударная нагрузка на муфту и вал компрессора приблизительно в 25-30 раз меньше, чем при прямом пуске;
- Возможность работы УПЗ в режиме регулятора давления с возможностью вывода компрессора в режим глубокого дросселирования, после запуска

					ЮУрГУ – 13,03,02.2018.277. ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		94

- компрессорной установки, что приравнивает устройство по функциональности к дорогим и сложным частотным преобразователям;
- Увеличивается срок эксплуатации высоковольтного электродвигателя;
 - Улучшаются условия эксплуатации коммутационного электрооборудования;
 - Возможность автоматизированного удаленного управления с компьютера диспетчерского пункта через интерфейсы RS-232 и RS-485.

Преимущества УПП перед другими видами плавного пуска:

- Постепенное нарастание числа оборотов из состояния покоя, практически полное отсутствие ударных пусковых нагрузок на муфту и вал привода;
- УПП обладает высокой степенью надежности и простотой конструкции, так как использует в процессе простые физические процессы;
- УПП не требует специализированного сервисного обслуживания;
- Ремонт или техническое обслуживание проводятся в короткие сроки и не нарушают цикл производства, так как не требуется высокой квалификации сотрудников и применения оригинальных запчастей;
- Монтаж УПП не требует приобретения и установки дополнительного электрооборудования и осуществляется без вмешательства в схему управления приводом;
- Оптимальные сроки внедрения (20-30 дней) и окупаемости УПЗ;
- УПП за счёт новой функции регулирования давления и производительности позволяет дополнительно экономить электроэнергию во время работы турбокомпрессоров и нагнетателей.

Основные выгоды, получаемые при внедрении и последующей эксплуатации УПП:

- Экономия электроэнергии при сохранении долговечности электродвигателя путем отключения оборудования в нерабочие перерывы;
- Снижение потребления электроэнергии до 8 -13% во время работы оборудования (за счет применения дополнительных опций УПП);

					ЮУрГУ – 13,03,02.2018.277. ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		95

- Эксплуатация оборудования в энергосберегающем режиме;
- Экономия денежных средств от снижения расходов на обслуживание и ремонт электродвигателя и оборудования.

Стоимость каждого конкретного устройства определяется индивидуально, в зависимости от технических характеристик оборудования, на которое предстоит установить УПП.

Примерный расчёт экономического эффекта

Модернизация оборудования посредством внедрения устройств плавного пуска основывается на выборе заказчиком варианта по критерию "располагаемые средства" - "желаемая эффективность"

Расчет экономического эффекта при внедрении УПЗ с функцией регулирования:

Номер цеха на плане	Наименование цеха, отделения, участка	Вид высоковольтных электроприёмников	Установленная мощность одного электроприёмника, кВт	Кол-во электроприёмников	Коэффициент использования, $K_{и}$	Коэффициент мощности и $\cos \varphi$
11	Компрессорная станция	Синхронные двигатели	1600	4	0,8	0,85
13	Насосная станция	Синхронные двигатели	630	4	0,8	0,85

					ЮУрГУ – 13,03,02.2018.277. ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		96

Итого	8920	
-------	------	--

- до внедрения УПП.

СД работают круглосуточно по двухсменному графику, 365 дней в году, а при отсутствии в потребности СД — их переводят в режим холостого хода (коэффициент загрузки - 0,25)

После внедрения УПЗ:

Экономия от отключения СД:

$8920 \text{ кВт} * 8 \text{ час} * 0.25 * 247 \text{ дней} * 3,48 \text{ руб/кВт/час} = 15334550,4 \text{ рублей/год}$

$8920 \text{ кВт} * 24 \text{ час} * 0.25 * 118 \text{ дней} * 3,48 \text{ руб/кВт/час} = 21977452,8 \text{ рублей/год}$

$3112200 + 4460400 = 37312002,8 \text{ рублей/год}$

где: 8920 кВт – суммарная потребляемая мощность электродвигателей в час;

8 час - время возможного отключения электродвигателя в будние дни при двухсменной работе;

24 час - время отключённого состояния электродвигателя в выходные и праздничные дни

0.25 - средний коэффициент загрузки электродвигателя в режиме холостого хода;

247 дней - количество рабочих дней в году;

118 дней - количество выходных и праздничных дней в году;

3,48 руб/кВт/час - средняя стоимость электроэнергии.

Экономия от применения функции регулирования УПЗ:

					ЮУрГУ – 13,03,02.2018.277. ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		97

достигается сокращение потребления электроэнергии во время пуска СД в среднем на 10%.

$8920 \text{ кВт} * 16 \text{ час} * 0.8 * 247 \text{ дней} * 3.48 \text{ руб/кВт/час} * 10\% = 9814112,256$
рублей/год

где: 8920кВт - потребляемая мощность электродвигателей в час;
16 час - время работы электродвигателя в будние дни при двухсменной работе;
0.8 - средний коэффициент загрузки электродвигателя;
247 дней - количество рабочих дней в году;
3,48 руб/кВт/час - средняя стоимость электроэнергии.

Экономия средств на ремонт оборудования

За счет применения УПП значительно увеличивается срок эксплуатации высоковольтных электродвигателей и приводимых ими в движение механизмов, улучшаются условия эксплуатации токопроводящего оборудования. Затраты на ремонт и техобслуживание компрессорная станция, насосная станция существенно снижаются.

					ЮУрГУ – 13,03,02.2018.277. ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		98

13 ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В курсовом проекте были рассмотрены вопросы проектирования системы электроснабжения дизельного завода. В результате принята схема внешнего электроснабжения, для которой выбрано все электротехническое оборудование. Выбраны трансформаторы цеховых ТП с учетом надежности их электроснабжения. Так же решены вопросы компенсации реактивной мощности в системе электроснабжения завода путем установки в разных ее узлах батарей конденсаторов. В целом всё принятое к установке оборудование отвечает требуемой надежности, условиям окружающей среды на заводе и современным тенденциям, которые существуют в современной электротехнике. В разделе спец вопроса был рассмотрена установка устройство плавного пуска.

В прилагаемой графической части изображен план производства с нанесенной на него картограммой нагрузок, кабельной разводкой внутреннего электроснабжения и цеховыми ТП. Так же изображена электрическая схема ГПП и внутреннего электроснабжения завода.

В прилагаемой графической части изображен план завода с нанесенной на него картограммой нагрузок, кабельной разводкой внутреннего электроснабжения и цеховыми ТП. Так же изображена электрическая схема ГПП и внутреннего электроснабжения завода.

					ЮУрГУ – 13,03,02.2018.277. ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		99

14 Библиографический список

1. Электротехника: Учебное пособие для студентов вузов. В 3-х книгах. Книга 3-я: Электроприводы. Электроснабжение /Под ред. Бутырина П.А., Гафиятуллина Р.Х., Шестакова А.Л. – Челябинск – Москва: Изд-во ЮУрГУ, 2005. – 640 с.
2. Ершов А.М., Петров О.А., Ситчихин Ю.В.. Электроснабжение промышленных предприятий. Учебное пособие к курсовому проекту. Часть 1; – Челябинск, ЧПИ, 1987 - 57с.
3. Ершов А.М., Петров О.А.. Электроснабжение промышленных предприятий. Учебное пособие к курсовому проекту. Часть 2; – Челябинск, ЧПИ, 1987 - 44с.
4. Неклепаев Б.Н., Крючков И.Л.. Электрическая часть электростанций и подстанций. Изд. 4-е; – М: Энергоатомиздат, 1989 - 607с.
5. Правила устройства электроустановок. /Минэнерго СССР. 7-е издание, переработанное и дополненное; – М: Энергоатомиздат, 1999.
6. Федоров А.А. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию. Том 1,2. М: Энергоатомиздат, 1986, 1987 – 568,592с.
7. Электронный справочник V2.0.
8. Цены на электрооборудование pulscen.ru
9. Барыбин Ю.Г. Справочник по проектированию электроснабжения. М: Энергоатомиздат, 1990 - 576с.

					ЮУрГУ – 13,03,02.2018.277. ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		100