

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«Южно-Уральский государственный университет
(национальный исследовательский университет)»
Политехнический институт. Заочный факультет
Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Заведующая кафедрой

_____ И.М. Кирпичникова
(подпись)

« ___ » _____ 2019 г.

Электроснабжение завода металлургических машин

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ
ЮУрГУ – 13.03.02.2019.118.00.00 ПЗ ВКР

Консультант по БЖД
д.т.н., профессор

_____ В.Ф. Бухтояров

« ___ » _____ 2019 г.

Руководитель проекта
к.т.н., доцент

_____ Х.К. Харасов

« ___ » _____ 2019 г.

Консультант по экономике
д.э.н., профессор

_____ А.А. Алабугин

« ___ » _____ 2019 г.

Автор проекта
студент группы ПЗ-573

_____ К.А. Шаров

« ___ » _____ 2019 г.

Консультант по релейной защите
старший преподаватель

_____ И.П. Титов

« ___ » _____ 2019 г.

Нормоконтролёр
к.т.н., доцент

_____ Х.К. Харасов

« ___ » _____ 2019 г.

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«Южно-Уральский государственный университет
(национальный исследовательский университет)»
Политехнический институт. Заочный факультет
Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»

Направление 13.03.02 – «Электроэнергетика и электротехника»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующая кафедрой

_____ И.М. Кирпичникова

«__» _____ 2019 г.

ЗАДАНИЕ
на выпускную квалификационную работу студента
Шарова Кирилла Александровича

Группа ПЗ-573

1 Тема работы

Электроснабжение завода металлургических машин

утверждена приказом по университету от 25 апреля 2019 г. № 899.

2 Срок сдачи студентом законченной работы _____ 25 мая 2019 г.

3 Исходные данные к работе

Из архивных данных кафедры «Электрические станции, сети и системы
электроснабжения»

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Готовность (дата)	Отметка о выполнении руководителя
1 Сравнение отечественных и зарубежных технологий	07.02.19	
2 Определение электрических нагрузок завода металлургических машин	14.02.19	
3 Определение типа, мощности и количества трансформаторов цеховых ТП	17.02.19	
4 Определение величины напряжения внешнего электроснабжения и единичной мощности трансформаторов ГПП	24.02.19	
5 Выбор схемы и обоснование величины напряжения схемы внешнего электроснабжения	28.02.19	
6 Особенности схемы внутризаводского электроснабжения. Выбор кабельных линий	07.03.19	
7 Определение токов короткого замыкания	11.03.19	
8 Подбор электрооборудования для внутризаводской схемы электроснабжения	20.03.19	
9 Обоснование и выбор устройств компенсации реактивной мощности	01.04.19	
10 Качество электрической энергии	15.04.19	
11 Безопасность жизнедеятельности	01.05.19	
12 Экономико-управленческая часть	10.05.19	
13 Релейная защита и автоматика	20.05.19	
14 Графическая часть:		
14.1 План генеральный завода металлургических машин	06.05.19	
14.2. Схема электроснабжения завода металлургических машин	04.05.19	
14.3. Чертёж конструктивный главной понизительной подстанции	20.05.19	
14.4. Карта селективности	23.05.19	
14.5 Конструкция выключателя ВЭБ-110-40/1250 У1	23.05.19	
14.6 Плакат по экономике	30.05.19	

Заведующая кафедрой

(подпись)

И.М. Кирпичникова

Руководитель работы

(подпись)

Х.К. Харасов

Студент

(подпись)

К.А. Шаров

АННОТАЦИЯ

Шаров К.А. Электроснабжение завода металлургических машин – Челябинск, ЮУрГУ, ПЗ, 2019, 128 с, 24 ил., 26 табл., библиогр. список 57 наим., 6 листов чертежей ф. А1

В выпускной квалификационной работе выполнен проект электроснабжения завода металлургических машин.

Расчёт элетрических нагрузок на каждом уровне системы электроснабжения завода металлургических машин позволил разработать схемы внешнего и внутривозводского распределения электрической энергии. Схема внешнего электроснабжения выполнена по схеме 110-4Н – два блока с выключателями и ремонтной перемычкой. В результате технико-экономического сравнения определено рациональное напряжение равное 110 кВ. Распределительное устройство 110 кВ выполнено открытого типа с применением элегазовых коммутационных и измерительных аппаратов.

Внутривозводское распределительное устройство выполнено по смешанной схеме. В ЗРУ-10 кВ выбраны комплектные шкафы марки К-129, которые снабжены вакуумными ваключателями VF-10, трансформаторами тока ТЛП-10 и антирезонансными трансформаторами напряжения НАМИ-10. Отходящие от ЗРУ-10 кВ выполнены кабелями из сшитого полиэтилена типа АПвП-10.

Для снижения негативного влияния реактивной мощности предусмотрена установка компенсирующих устройств в сети 10 и 0,4 кВ. Для нормализации показателей качества электрической энергии внедрены фильтрокомпенсирующие устройства. Для защиты электрооборудования от ненормальных режимов предусматриваются микропроцессорные устройства релейной защиты на базе Seram. Затронуты вопросы охраны труда и экономики и управления на заводе металлургических машин.

13.03.02.2019.118.00.00 ПЗ

Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата			
Разраб.		Шаров			Электроснабжение завода металлургических машин		
Пров.		Харасов					
Реценз.							
Н. контр.		Харасов					
Утв.		Кирпичникова					
					Лит.	Лист	Листов
					В К Р	3	128
					ФГАОУ ВО ЮУрГУ (НИУ) Кафедра ЭССиСЭ		

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ

Технический паспорт	6
СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ	8
1 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ЗАВОДА МЕТАЛЛУРГИЧЕСКИХ МАШИН	
1.1 Определение электрических нагрузок по электроремонтному цеху.....	10
1.2 Определение электрических нагрузок по заводу металлургических машин.....	15
1.3 Определение параметров картограммы электрических нагрузок.....	19
2 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТИПА, МОЩНОСТИ И КОЛИЧЕСТВА ТРАНСФОРМАТОРОВ ЦЕХОВЫХ ТП.....	23
3 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЕЛИЧИНЫ НАПРЯЖЕНИЯ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ И ЕДИНИЧНОЙ МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ ГПП	29
4 ВЫБОР СХЕМЫ И ОБОСНОВАНИЕ ВЕЛИЧИНЫ НАПРЯЖЕНИЯ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	34
4.1 Расчёт потерь электрической энергии в трансформаторах и питающих линиях электропередачи.....	35
4.2 Выбор коммутационного и контрольно-измерительного электрооборудования в схеме внешнего электроснабжения предприятия	38
4.3 Выбор величины оптимального напряжения внешнего электроснабжения по технико-экономическим параметрам.....	41
5 ОСОБЕННОСТИ СХЕМЫ ВНУТРИЗАВОДСКОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ. ВЫБОР КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ	45
6 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ	49
7 ПОДБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ВНУТРИЗАВОДСКОЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	
7.1 Комплектация ЗРУ-10 кВ.....	59
7.1.1 Выбор электрооборудования вводных, секционных и ячеек отходящих линий.....	59
7.1.2 Выбор ячеек с трансформаторами напряжения	60
7.1.3 Выбор ячеек с трансформаторами собственных нужд	61
7.2 Выбор комплектных трансформаторных подстанций.....	62
7.3 Выбор комплектных токопроводов	63
7.4 Выбор кабелей по термической стойкости	64
7.5 Выбор коммутационных аппаратов в КТП.....	66
8 ОБОСНОВАНИЕ И ВЫБОР УСТРОЙСТВ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ	68

ВВЕДЕНИЕ

Производство завода металлургических машин включает в себя все технологические процессы: от переработки исходного сырья до производства готовой продукции. Завод металлургических машин производит различные изделия из металла любой сложности, которые используются в различных областях металлургической отрасли.

Завод металлургических машин располагается на территории площадью 137 тыс. м². Рассматриваемое предприятие включает в себя 16 цехов с суммарной установленной мощностью 27,6 МВт, причём 16,5 МВт из которых приходится на высоковольтные электроприемники: тиристорные преобразователи частоты, индукционные установки, дуговые сталеплавильные печи, а также синхронные двигатели. Номинальное напряжение всех высоковольтных электроприемников составляет 10 кВ.

На заводе металлургических машин функционируют потребители 2-ой и 3-ей категории по надежности электроснабжения. Ко 2-ой категории относятся основные производственные цеха предприятия, перерыв в электроснабжении которых приводит значительному снижению выпуска продукции, простоем производственного оборудования, а именно: модельный цех (№1), компрессорно-насосная станция (№7), железнодорожный цех (№4), кузнечно-прессовый цех (№5), цех оцинковальной посуды (№6), сталелитейных цех (№12), газоочистка (№8), чугунолитейный цех (№9), механосборочный цех (№2), термический цех (№13).

В электроснабжении электроприемников 3-ей категории допускается перебива на время необходимое для подачи временного питания, ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, но не более чем на одни сутки. К 3-ей категории относятся вспомогательные и непромышленные помещения: склад огнеупоров (№2), мазутохранилище (№3), скрапоразделочная (№14), склад песка (№15), административно-бытовой корпус (№11).

Завод металлургических машин по специфике производства возможно отнести ко второй категории по надёжности электроснабжения. Поэтому питание должно выполняться от двух энергонезависимых источников питания. В качестве данных источников возможно использовать районные распределительные подстанции со следующими параметрами напряжений и максимальных величин токов трёхфазных замыканий: 35 и 110 кВ, а также 1100 и 2700 МВ·А.

Климатические характеристики грунта и окружающего воздуха имеют следующие усреднённые показатели: 23,0 °С – температуры воздуха, 15,0 С – температура грунта, в котором присутствуют блуждающие токи, растягивающие усилия отсутствуют, а также грунт отличен низкой коррозионной активностью.

Технический паспорт проекта

1 Суммарная установленная мощность электроприемников предприятия напряжением ниже 1 кВ – 27619 кВт.

2 Суммарная установленная мощность электроприемников предприятия напряжением свыше 1 кВ – 16540 кВт (четыре индукционные установки по 0,63 МВт, четыре синхронных двигателя по 0,63 МВт, две дуговые сталеплавильные печи по 2 МВт, шесть тиристорных преобразователей частоты по 1,250 МВт).

3 Категория основных потребителей по надёжности электроснабжения – II.

4 Активная расчётная мощность на шинах главной понизительной подстанции: 17545 кВт.

5 Коэффициент реактивной мощности: естественный $\operatorname{tg}\varphi=0,76$; заданный энергосистемой $\operatorname{tg}\varphi=0,50$; расчетный $\operatorname{tg}\varphi_{р1}=0,47$; $\operatorname{tg}\varphi_{р3}=0,47$.

6 Напряжение внешнего электроснабжения: 110 кВ.

7 Мощность короткого замыкания в точке присоединения к энергосистеме: 2700 МВ·А, тип и сечение питающих линий ВЛ 110 кВ – АС-70/11.

8 Расстояние от предприятия до питающей подстанции 16 км.

9 Количество, тип и мощность трансформаторов главной понизительной подстанции: 2хТРДН-32000/110/10/10.

10 Напряжение внутреннего электроснабжения предприятия 10 кВ.

11 Цеховые трансформаторные подстанции с трансформаторами типов ТМГ, мощностью 250, 400, 630, 1000 кВ·А.

12 Грунт: коррозионная активность – низкая, блуждающие токи – есть, растягивающие усилия – нет.

13 Число часов использования максимума нагрузки 4355 ч/год.

14 Тип и сечение кабельных линий: АПвП-10 с сечением 50, 95, 120 мм².

														Лист
														7

СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

Кабели на напряжение 10 кВ занимают особо важное место в категории кабелей среднего напряжения. Долгие годы в категории кабелей среднего напряжения превалировали кабели с пропитанной бумажной изоляцией (БПИ). Это связано с тем, что БПИ являлась единственным видом изоляции на данное напряжение. Наряду с этим шел интенсивный поиск изоляционного материала на основе полимерных композиций, который обладал бы значительными преимуществами и мог заменить БПИ. Такой материал был получен на основе полиэтилена и получил название сшитый полиэтилен (СПЭ) [1].

Кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ) призваны заменить морально устаревшие кабели с пропитанной бумажной изоляцией. Этот процесс в промышленно-развитых странах начал осуществляться с 60-ых годов.

В настоящее время многие страны практически полностью перешли на использование силовых кабелей среднего напряжения с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ) и имеют положительный опыт эксплуатации. Так в США и Канаде данные кабели занимают 85% всего рынка силовых кабелей, Германии и Дании - 95%, а в Японии, Франции, Финляндии и Швеции - 100%.

В последнее время в России ведущие энергосистемы также ориентированы на использование кабелей среднего напряжения с изоляцией из СПЭ при прокладке новых кабельных линий и замене либо капитальном ремонте старых.

Возможно выделить целый ряд достоинств кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена над кабелями с пропитанной бумажной изоляцией, к ним относятся:

- меньшая величина эксплуатационных расходов;
- малая величина диэлектрических потерь, обусловленная низким коэффициентом диэлектрических потерь;
- высокая степень надёжности;
- возможность прокладки без дополнительного прогрева при температурах, достигающих величины -20°C ;
- улучшенные характеристики температуры нагрева жил кабеля: в нормальном режиме до 90°C , а в аварийном до 130°C ;
- высокое значение тока термической устойчивости кабеля при коротких замыканиях;
- возможность прокладки на трассах с неограниченной разностью уровней
- значительная стойкость к возможным повреждениям;
- более экологичный монтаж и эксплуатация (отсутствие свинца, масла, битума).
- малый вес, радиус изгиба и диаметр, что позволяет выполнять прокладку на трассах различной степени сложности

В таблице А представим сравнение технических параметров кабелей из сшитого полиэтилена и кабелей с пропитанной бумажной изоляцией напряжением 10 кВ.

Таблица А – Сравнение технических параметров кабелей из СПЭ и кабелей с пропитанной бумажной изоляцией

Технические характеристики	СПЭ	БПИ
Номинальное переменное напряжение частоты 50 Гц, (кВ)	10,0	10,0
Рабочая температура жил, (°С)	+90,0	+70,0
Допустимый нагрев жил при работе в аварийном режиме, (°С)	+ 130,0	+90,0
Максимальная температура жил при коротком замыкании, (°С)	+250,0	+200,0
Эксплуатация при температуре окружающей среды, (°С) – ПвВ, АПВв, ПвВнг-LS, АПВнг-LS – ПвП, АПвП, ПвПу, АПвПу, АПвБШп	- 50,0/+50,0 - 60,0/+50,0	-50,0/+50,0
Монтаж без предварительного подогрева при температуре не ниже, (°С) – ПвВ, АПВв, ПвВнг-LS, АПВнг-LS, – ПвП, АПвП, ПвПу, АПвПу	- 15,0 - 20,0	0,0
Радиус изгиба кабелей (наружных диаметров)	15,0 (7,5)	15,0
Гарантийный срок эксплуатации, (год)	5,0	4,5

Выводы по разделу

По результатам сравнительного анализа технических параметров принято решение использовать кабели марки АПвП-10 для построения схемы внутриводского электроснабжения.

1 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ЗАВОДА МЕТАЛЛУРГИЧЕСКИХ МАШИН

Определение электрических нагрузок для завода металлургических машин выполняется согласно методике, основанной на усовершенствованном методе упорядоченных диаграмм [2]. В системе электроснабжения завода металлургических машин есть характерные узлы, для которых определяются расчетные нагрузки. Последовательность расчета производится от потребителей до энергосистемы.

1.1 Расчет нагрузок по электроремонтному цеху

Для примера выполним расчет электрических нагрузок для отделения крупных редукторов, в котором располагается 75 электроприемников суммарной установленной мощностью 1639,5 кВт. Питание электроприемников в рассматриваемом отделении выполняется посредством распределительных шинопроводных систем.

Величины коэффициентов использования по активной мощности $k_{на}$ и коэффициентов мощности $\cos \varphi$ для конкретных электроприемников находятся по справочным данным [3].

После чего для группы электроприемников одинаковой единичной мощности определяются средние активная и реактивные мощности

$$P_{ср} = k_{на} \cdot n \cdot p_{ном}, \quad (1.1)$$

$$Q_{ср} = k_{на} \cdot n \cdot p_{ном} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (1.2)$$

где n – число электроприемников;

$p_{ном}$ – номинальная мощность одного электроприемника, кВт.

Для примера выполним расчет по выражениям (1.1) – (1.2) для группы электроприемников, состоящей из четырёх токарно-винторезных станков, запитанных от ШР-1

$$P_{ср} = 0,12 \cdot 4 \cdot 10,0 = 4,8 \text{ кВт.}$$

$$Q_{ср} = 0,12 \cdot 4 \cdot 10 \cdot 1,73 = 8,3 \text{ квар.}$$

Эффективное число электроприемников определяется по выражению

$$n_{э} = \frac{\left(\sum_{i=1}^n p_{ном.i} \right)^2}{\sum_{i=1}^n p_{ном.i}^2}, \quad (1.3)$$

где $p_{ном.i}$ – активная номинальная мощность i -го электроприемника, кВт.

$$n_3 = \frac{1639,5^2}{53942} = 50.$$

Средневзвешенное значение коэффициента использования определяется из выражения

$$K_{и.а} = \frac{\sum_{i=1}^n k_{и.а.i} \cdot p_{ном.i}}{\sum_{i=1}^n p_{ном.i}}, \quad (1.4)$$

где $k_{и.а.i}$ – коэффициент использования i -го электроприемника.

$$K_{и.а} = \frac{276,8}{1639,5} = 0,17.$$

Средневзвешенное значение коэффициента реактивной мощности $\text{tg}\varphi$ определяем по формуле

$$\text{tg}\varphi = \frac{\sum_{i=1}^n k_{и.а.i} \cdot p_{ном.i} \cdot \text{tg}\varphi_i}{\sum_{i=1}^n k_{и.а.i} \cdot p_{ном.i}}, \quad (1.5)$$

где $\text{tg}\varphi_i$ – коэффициент реактивной мощности i -го электроприемника.

$$\text{tg}\varphi = \frac{276,8}{1639,5} = 1,43.$$

Для II-го уровня системы электроснабжения расчетные активная и реактивные мощности определяются по формулам

$$P_p = K_{р.а} \cdot \sum_{i=1}^n k_{и.а.i} \cdot p_{ном.i}, \quad (1.6)$$

$$Q_p = K_{р.р} \cdot \sum_{i=1}^n k_{и.а.i} \cdot p_{ном.i} \cdot \text{tg}\varphi_i, \quad (1.7)$$

где $K_{р.а}$ – коэффициент расчетной нагрузки по активной мощности, определяется в [4] и зависит от n_3 и $k_{и.а}$;

$K_{р.р}$ – коэффициент расчетной нагрузки по реактивной мощности.

Коэффициент расчетной нагрузки по реактивной мощности определяется по формуле

$$K_{р.р} = 1 + 1 / (6 \cdot \sqrt{n_3}). \quad (1.8)$$

Для распределительного шинпровода ШР-1 расчетные активная и реактивные мощности, определяемые из условий (1.6) – (1.8) будут равны

$$P_p = 1,05 \cdot 276,8 = 290,7 \text{ кВт.}$$

$$K_{pp} = 1 + \frac{1}{6 \cdot \sqrt{50}} = 1,02.$$

$$Q_p = 1,02 \cdot 276,8 \cdot 1,43 = 405,6 \text{ квар.}$$

Полная расчетная нагрузка для шинпровода ШР-1 определяется выражением

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}. \quad (1.9)$$

$$S_p = \sqrt{290,7^2 + 405,6^2} = 499,0 \text{ кВ}\cdot\text{А.}$$

Расчетный ток для распределительного шинпровода ШР-1

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (1.10)$$

где $U_{ном}$ – номинальное напряжение сети, В.

$$I_p = \frac{499,0}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 758,1 \text{ А.}$$

Распределение однофазной нагрузки выполняется по возможности равномерно по фазам на линейное и фазное напряжение. Однофазная нагрузка, располагаемая в сборочно-сварочном, отделении представлена в таблице 1.1. В таком случае, средняя активная и реактивная мощность на фазу А определяются по выражениям [3]:

$$P_{ср.А} = k_{и.а} \cdot P_{(AB)} \cdot k_{AB(A)} + k_{и.а} \cdot P_{(CA)} \cdot k_{CA(A)} + k'_{и.а} \cdot P_{(A0)}, \quad (1.11)$$

$$Q_{ср.А} = k_{и.а} \cdot P_{(AB)} \cdot q_{AB(A)} + k_{и.а} \cdot P_{(CA)} \cdot q_{CA(A)} + k'_{и.а} \cdot P_{(A0)} \cdot \text{tg}\varphi, \quad (1.12)$$

где $k_{и.а}$ и $k'_{и.а}$ – коэффициенты использования по активной мощности;

$P_{(AB)}$ – активная нагрузка, присоединенная на линейное напряжение АВ, кВт;

$P_{(CA)}$ – активная нагрузка, присоединенная на линейное напряжение АС, кВт;

$P_{(A0)}$ – активная нагрузка, присоединенная на фазу А, кВт;

$k_{AB(A)}$, $k_{CA(A)}$, $q_{AB(A)}$, $q_{CA(A)}$ – коэффициенты приведения нагрузок к соответствующим фазам.

Определим однофазную нагрузку на фазу А в сборочно-сварочном отделении

$$P_{ср.А} = 0,35 \cdot 150 \cdot 0,89 + 0,35 \cdot 150 \cdot 0,11 + 0,25 \cdot 24,5 = 55,7 \text{ кВт,}$$

$$Q_{ср.А} = 0,35 \cdot 150 \cdot 0,38 + 0,35 \cdot 150 \cdot 0,96 + 0,25 \cdot 24,5 \cdot 1,33 = 61,5 \text{ квар.}$$

Таблица 1.1 – Расчет нагрузок однофазных электроприемников по электроремонтному цеху

Узлы системы электроснабжения и электроприёмники	P _{н.} , кВт	P _{н.Σ} , кВт	N	n·P _{н.} ² , кВт ²	Установленная мощность ЭП, подключенных на линейное напряжение			Коэффициенты приведения			Установленные мощности ЭП, подключенных на фазное напряжение			k _{и.а.}	cosφ	tgφ	Средние мощности за наиболее загруженную смену										
					AB	BC	CA	к фазе	k	g	А	В	С				P _{ср.} , кВт			Q _{ср.} , квар							
																	А	В	С	А	В	С					
Сборочно-сварочное отделение																											
ЭП, подключенные на линейное напряжение	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-						
14 Автоматы для сварки	75,0	300,0	4	22500	150	-	-	A	0,89	0,38	-	-	-	0,35	0,60	1,33	46,7	-	-	20,0	-	-					
-	-	-	-	-		-	-	B	0,11	0,96	-	-	-				-	-	-	-	-	5,8	-	-	48,4	-	
-	-	-	-	-		-	75	-	B	0,89	0,38	-	-				-	-	-	-	-	23,4	-	-	-	10,0	-
-	-	-	-	-		-		-	C	0,11	0,96	-	-				-	-	-	-	-	-	-	2,9	-	-	25,2
-	-	-	-	-		-	75	-	C	0,89	0,38	-	-				-	-	-	-	-	-	23,4	-	-	10,0	-
-	-	-	-	-		-		-	A	0,11	0,96	-	-				-	-	-	-	-	-	-	2,9	-	-	25,2
Всего по однофазной нагрузке, подключенной на линейное напряжение	-	300,0	4	22500	150	75	75	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	49,6	29,1	26,3	45,2	58,4	35,2				
ЭП, подключенные на фазное напряжение	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					
23 Сварочный трансформатор	24,5	73,5	3	1801	-	-	-	-	-	-	24,5	24,5	24,5	0,25	0,35	2,68	6,1	6,1	6,1	16,4	16,4	16,4					
Всего по однофазной нагрузке, подключенной на фазное напряжение	-	73,5	3	1801	-	-	-	-	-	-	24,5	24,5	24,5	-	-	-	6,1	6,1	6,1	16,4	16,4	16,4					
Итого по однофазной нагрузке в сборочно-сварочном отделении:	24,5 – 75,0	373,5	7	24301	150	75	75	-	-	-	24,5	24,5	24,5	0,41	0,43	2,12	55,7	35,3	32,4	61,5	74,8	51,6					

Условная трёхфазная мощность от однофазных электроприёмников для наиболее загруженной фазы:

$$P_c = 3P_{c.ф.маx} \quad (1.13)$$

$$Q_c = 3Q_{c.ф.маx} \quad (1.14)$$

Для сборочно-сварочного отделения наиболее загруженной фазой оказалась фаза А, тогда по формулам (1.15) – (1.16) определим среднюю трехфазную мощность

$$P_c = 3 \cdot 55,7 = 167,1 \text{ кВт},$$

$$Q_c = 3 \cdot 61,5 = 184,5 \text{ квар.}$$

Коэффициент использования по активной нагрузке для случая, когда наиболее загруженной является фаза А

$$K_{и.а} = \frac{P_{ср.А}}{\frac{1}{2} \cdot (P_{(АВ)} + P_{(АС)}) + P_{А0}} \quad (1.15)$$

$$K_{и.а} = \frac{55,7}{\frac{1}{2}(150 + 75) + 24,5} = 0,41.$$

Для определения электрических нагрузок по электроремонтному цеху найдем следующие показатели по выражениям (1.3) – (1.5)

$$n_3 = \frac{3754,3^2}{150206} = 94.$$

$$K_{и.а} = \frac{1449,5}{3754,3} = 0,39.$$

$$\text{tg}\varphi = \frac{1124,6}{1449,5} = 0,78.$$

Расчетные активная и реактивная мощности электроремонтного цеха

$$P_{р.ц} = K_{р.а} \cdot \sum_{i=1}^n K_{и.а.i} \cdot P_{ном.i}, \quad (1.16)$$

$$Q_{р.ц} = K_{р.а} \cdot \sum_{i=1}^n K_{и.а.i} \cdot P_{ном.i} \cdot \text{tg}\varphi_i, \quad (1.17)$$

где $K_{р.а}$ – коэффициент расчетной нагрузки по активной нагрузке.

$$P_{р.ц} = 0,70 \cdot 1449,5 = 1014,7 \text{ кВт.}$$

$$Q_{р.ц} = 0,70 \cdot 1124,6 = 787,2 \text{ квар.}$$

С целью определения полной расчетной мощности электроремонтного цеха, найдём расчетную активную и реактивную нагрузку осветительных приборов по выражениям

$$P_{p.осв} = k_{с.осв} \cdot P_{y.осв} \cdot S_{ц}, \quad (1.18)$$

$$Q_{p.осв} = P_{p.осв} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{осв}, \quad (1.19)$$

где $k_{с.осв}$ – коэффициент спроса;

$P_{y.осв}$ – удельная осветительная нагрузка, Вт/м² [5];

$S_{ц}$ – площадь поверхность пола, м²,

$\operatorname{tg}\varphi_{осв}$ – коэффициент реактивной мощности осветительной нагрузки.

$$P_{p.осв} = 0,9 \cdot 0,013 \cdot 5293 = 61,9 \text{ кВт},$$

$$Q_{p.осв} = 61,9 \cdot 0,33 = 20,4 \text{ квар.}$$

Полная расчетная нагрузка по электроремонтному цеху определяется по выражению

$$S_{p.ц} = \sqrt{(P_{p.ц} + P_{p.осв})^2 + (Q_{p.ц} + Q_{p.осв})^2}. \quad (1.20)$$

$$S_{p.ц} = \sqrt{(1014,7 + 61,9)^2 + (787,2 + 20,4)^2} = 1345,8 \text{ кВ}\cdot\text{А}.$$

Расчеты, выполненные по формулам (1.1) – (1.20), с целью определения расчетных мощностей по электроремонтному цеху отображены в таблице 1.2.

1.2 Определение электрических нагрузок для завода металлургических машин

Расчетная низковольтная нагрузка по группе цехов завода металлургических машин определяется по формулам:

$$P_{p.н} = K_{p.a} \cdot \sum_{i=1}^k K_{и.a.i} \cdot P_{ном.i}, \quad (1.21)$$

$$Q_{p.н} = K_{p.a} \cdot \sum_{i=1}^k K_{и.a.i} \cdot P_{ном.i} \cdot \operatorname{tg}\varphi_i, \quad (1.22)$$

где $\operatorname{tg}\varphi_i$ – средневзвешенный коэффициент реактивной мощности i -го цеха;

$P_{ном.i}$ – установленная мощность электроприемников 0,4 кВ i -го цеха, кВт;

$K_{p.a}$ – коэффициент расчетной нагрузки по активной мощности;

$K_{и.a.i}$ – коэффициент использования нагрузки i -го цеха.

Таблица 1.2 – Расчет электрических нагрузок по электроремонтному цеху

Исходные данные							Расчетные величины						Расчетная мощность			
По заданию технологов				Данные из справочника			$P_{ср.},$ кВт	$Q_{ср.},$ квар	$n \cdot P_{ном}^2$	$n_э$	$K_{р.а.}$	$K_{р.р.}$	$P_p,$ кВт	$Q_p,$ квар	$S_p,$ кВ·А	$I_p,$ А
Наименование ЭП и узлов системы электроснабжения	$n_{ЭП}$	Номинальная мощность, приведенная к длительному режиму		$k_{н.а.}$	$\cos\phi$	$\operatorname{tg}\phi$										
		$P_{н.},$ кВт	$P_{н.},$ кВт													
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Распределительный шинопровод ШПР-1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1 Токарно-винторезный аппарат	4	10,0	40,0	0,12	0,50	1,73	4,8	8,3	400	-	-	-	-	-	-	-
2 Токарно-винторезный аппарат	4	15,0	60,0	0,14	0,45	1,98	8,4	16,7	900	-	-	-	-	-	-	-
3 Токарно-винторезный аппарат	9	28,0	252,0	0,13	0,50	1,73	32,8	56,7	7056	-	-	-	-	-	-	-
4 Карусельный аппарат	14	28,0	392,0	0,20	0,65	1,17	78,4	91,7	10976	-	-	-	-	-	-	-
5 Карусельный аппарат	2	40,0	80,0	0,18	0,65	1,17	14,4	16,8	3200	-	-	-	-	-	-	-
6 Карусельный аппарат	3	35,0	105,0	0,19	0,65	1,17	20,0	23,3	3675	-	-	-	-	-	-	-
7 Горизонтально-расточной аппарат	6	7,0	42,0	0,12	0,50	1,73	5,0	8,7	294	-	-	-	-	-	-	-
8 Горизонтально-расточной аппарат	3	14,0	42,0	0,14	0,45	1,98	5,9	11,7	588	-	-	-	-	-	-	-
9 Продольно-строгальный аппарат	6	40,0	240,0	0,13	0,45	1,98	31,2	61,9	9600	-	-	-	-	-	-	-
10 Долбежный аппарат	2	28,0	56,0	0,12	0,50	1,73	6,7	11,6	1568	-	-	-	-	-	-	-
11 Горизонтально-фрезерный аппарат	2	10,0	20,0	0,20	0,65	1,17	4,0	4,7	200	-	-	-	-	-	-	-
12 Вертикально-фрезерный аппарат	3	10,0	30,0	0,18	0,65	1,17	5,4	6,3	300	-	-	-	-	-	-	-
13 Продольно-фрезерный аппарат	2	30,0	60,0	0,17	0,65	1,17	10,2	11,9	1800	-	-	-	-	-	-	-
14 Радиально-сверлильный аппарат	7	4,5	31,5	0,12	0,45	1,98	3,8	7,5	142	-	-	-	-	-	-	-
15 Калорифер	6	4,5	27,0	0,80	0,80	0,75	21,6	16,2	122	-	-	-	-	-	-	-
16 Тельфер	2	81,0	162,0	0,15	0,50	1,73	24,3	42,1	13122	-	-	-	-	-	-	-
Всего по ШПР-1	75	4,5-81,0	1639,5	0,17	0,57	1,43	276,8	396,2	53942	50	1,05	1,02	290,7	405,6	499,0	758,1
Распределительный шинопровод ШПР-2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
23-24 Однофазная нагрузка	7	24,5-75,0	373,5	0,41	0,43	2,12	167,1	184,5	24301	-	-	-	-	-	-	-
17 Радиально-сверлильный аппарат	7	4,5	31,5	0,14	0,50	1,73	4,4	7,6	142	-	-	-	-	-	-	-
18 То же	6	14,0	84,0	0,12	0,45	1,98	10,1	20,0	1176	-	-	-	-	-	-	-
19 Вертикально-фрезерный аппарат	9	7,0	63,0	0,15	0,50	1,73	9,5	16,4	441	-	-	-	-	-	-	-
20 Горизонтально-фрезерный	7	10,0	70,0	0,12	0,45	1,98	8,4	16,7	700	-	-	-	-	-	-	-
21 Пресс гидравлический	4	4,5	18,0	0,15	0,50	1,73	2,7	4,7	81	-	-	-	-	-	-	-
22 Покрасочно-сушильная установка	2	19,0	38,0	0,80	1,00	0,00	30,4	0,0	722	-	-	-	-	-	-	-
25 Калорифер	6	4,5	27,0	0,65	0,80	0,75	17,6	13,2	122	-	-	-	-	-	-	-
26 Тельфер	3	71,0	213,0	0,50	0,50	1,73	106,5	184,5	15123	-	-	-	-	-	-	-
Всего по ШПР-2	51	4,5-75,0	918,0	0,39	0,62	1,25	356,6	447,5	42807	20	1,00	1,04	356,6	464,3	585,5	889,5
Распределительный шинопровод ШПР-3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
27 Камерная электропечь	2	75,0	150,0	0,80	0,95	0,33	120,0	39,4	11250	-	-	-	-	-	-	-
28 Камерная электропечь	2	60,0	120,0	0,80	0,95	0,33	96,0	31,6	7200	-	-	-	-	-	-	-
29 Камерная электропечь	4	30,0	120,0	0,80	0,95	0,33	96,0	31,6	3600	-	-	-	-	-	-	-
30 Электропечь цементная	3	75,0	225,0	0,60	0,98	0,20	135,0	27,4	16875	-	-	-	-	-	-	-
31 Шахтная отпускная электропечь	3	36,0	108,0	0,60	0,95	0,33	64,8	21,3	3888	-	-	-	-	-	-	-
32 Отпускная электропечь	5	40,0	200,0	0,80	0,95	0,33	160,0	52,6	8000	-	-	-	-	-	-	-
33 Пресс гидравлический	7	2,8	19,6	0,20	0,65	1,17	3,9	4,6	55	-	-	-	-	-	-	-
34 Дробометная очистительная камера	7	15,0	105,0	0,20	0,65	1,17	21,0	24,6	1575	-	-	-	-	-	-	-
35 Закалочный аппарат	7	10,0	70,0	0,80	0,98	0,20	56,0	11,4	700	-	-	-	-	-	-	-

Продолжение таблицы 1.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
36 Закалочный аппарат	9	2,8	25,2	0,80	0,98	0,20	20,2	4,1	71	-	-	-	-	-	-	-
37 Калорифер	12	4,5	54,0	0,80	0,80	0,75	43,2	32,4	243	-	-	-	-	-	-	-
Всего по ШР-3	61	2,8-75,0	1196,8	0,68	0,95	0,34	816,1	280,9	53456	27	1,00	1,03	816,1	289,9	866,0	1315,8
Электроремонтный цех	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1 ШР-1	75	4,5-81,0	1639,5	0,17	0,57	1,43	276,8	396,2	53942	-	-	-	-	-	-	-
2 ШР-2	51	4,5-75,0	918,0	0,39	0,62	1,25	356,6	447,5	42807	-	-	-	-	-	-	-
3 ШР-3	61	2,8-75,0	1196,8	0,68	0,95	0,34	816,1	280,9	53456	-	-	-	-	-	-	-
Всего нагрузки по ЭРЦ	187	2,8-81,0	3754,3	0,39	0,79	0,78	1449,5	1124,6	150206	94	0,70	0,70	1014,7	787,2	1284,2	1951,2
Освещение $P_{уд}=13 \text{ Вт/м}^2, K_{с.о.}=0,9, F_{ц}=5293 \text{ м}^2$	-	-	68,8	0,90	0,70	0,33	-	-	-	-	-	-	61,9	20,4	65,2	-
Итого с учетом осветительной нагрузки	187	2,8-81,0	3823,1	0,39	0,79	0,78	1449,5	1124,6	150206	94	-	-	1076,6	807,6	1345,8	2044,8

13.03.02.2019.118.00.00 ПЗ

Для нахождения коэффициента расчетной нагрузки по активной нагрузке $K_{ра}$ определим средневзвешенный коэффициент использования и эффективное число ЭП по низковольтной нагрузке 0,4 кВ по формулам

$$K_{и.а} = \frac{\sum_{i=1}^n k_{и.а.i} \cdot P_{ном.i}}{\sum_{i=1}^n P_{ном.i}},$$

$$N_{э} = \frac{\left(\sum_{i=1}^n P_{ном.i}\right)^2}{\sum_{i=1}^n n_{э.i} \cdot \left(\frac{P_{ном.i}}{n_{э.i}}\right)^2},$$

где $n_{э.i}$ – эффективное число электроприемников для i -того цеха.

$$K_{и.а} = \frac{0,65 \cdot 495 + 0,20 \cdot 110 + \dots + 0,39 \cdot 3754}{495 + 110 + \dots + 3754} = 0,46.$$

$$N_{э} = \frac{(495 + 110 + \dots + 3754)^2}{\left(58 \cdot \left(\frac{495}{58}\right)^2 + 7 \cdot \left(\frac{110}{7}\right)^2 + \dots + 94 \cdot \left(\frac{1380}{94}\right)^2\right)} = 256.$$

Руководствуясь данными из [4, табл.2] величина расчетного коэффициента по активной мощности составит $K_{ра} = 0,73$.

Расчетная низковольтная нагрузка завода металлургических машин согласно формулам (1.23) – (1.24) будет равна

$$P_{рп} = 0,73 \cdot 12604 = 9201 \text{ кВт.}$$

$$Q_{рп} = 0,73 \cdot 11172 = 8156 \text{ квар.}$$

Расчетная нагрузка завода металлургических машин находится по выражениям

$$P_{рп} = K_{о.м} \cdot \left(\sum_1^{m_1} P_{р.i}^{III} + \sum_1^{N_1} k_{и.а.i} \cdot p_{ном.i} \right) + P_{осв.}, \quad (1.23)$$

$$Q_{рп} = K_{о.м} \cdot \left(\sum_1^{m_1} Q_{р.i}^{III} + \sum_1^{N_1} k_{и.а.i} \cdot p_{ном.i} \cdot \operatorname{tg}\varphi_i \right) + Q_{осв.}, \quad (1.24)$$

где $K_{о.м.}$ – коэффициент одновременности максимумов;

m_1 – число узлов (ТП) СЭС третьего уровня, питающихся от СШ 10 кВ ГПП

N_1 – число высоковольтных ЭП, питающихся от СШ 10 кВ ГПП;

$P_{осв.}$, $Q_{осв.}$ – активная и реактивная осветительная нагрузка.

При определении расчетной нагрузки электроприёмников напряжением 10 кВ принимается, что коэффициент расчетной нагрузки по активной мощности равен единице, в таком случае расчетные мощности будут равны средним мощностям. Величины электрических нагрузок для завода металлургических машин, выполненные с применением формул (1.21) – (1.24) отображены в таблице 1.3.

1.3 Определение параметров картограммы электрических нагрузок

На картограмме электрических нагрузок, располагаемой генплане завода металлургических машин (лист 1) размещаются окружности, разделённые на сектора, по площади эквивалентные расчетным нагрузкам производственных цехов.

Углы секторов и радиусы обозначенных на генеральном плане окружностей возможно определить по формулам:

$$R_i = \sqrt{\frac{P_{p.i}}{3,14 \cdot m}}, \quad (1.25)$$

$$\alpha_{н.в.i} = 360 \cdot \frac{P_{p.н.i}}{P_{p.i}}, \quad (1.26)$$

$$\alpha_{в.i} = 360 \cdot \frac{P_{p.в.i}}{P_{p.i}}, \quad (1.27)$$

$$\alpha_{о.i} = 360 \cdot \frac{P_{p.о.i}}{P_{p.i}}, \quad (1.28)$$

где m – масштаб картограммы, кВт/мм².

$P_{p.i}, P_{p.н.i}, P_{p.в.i}, P_{p.о.i}$ – расчетные активные мощности цеха, электроприёмников напряжением 0,4 кВ, электроприёмников напряжением 10 кВ и осветительная мощность, кВт;

Определим масштаб картограммы по наименьшей нагрузке цеха с соответствующим радиусом окружности равным 4 мм

$$m = \frac{P_{p.min}}{3,14 \cdot R_{min}^2}.$$

$$m = \frac{35}{3,14 \cdot 4^2} = 0,70 \text{ кВт/мм}^2.$$

Координаты символического центра электрических нагрузок можно определить по формуле [2]:

$$x_{ц.э.н} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{p.i} \cdot x_i}{\sum_{i=1}^n P_{p.i}}, \quad (1.29)$$

Таблица 1.3 – Расчет электрических нагрузок по группе цехов завода металлургических машин

Наименование цехов и узлов СЭС	$n_{эф}$	$P_{ном},$ кВт	$k_{на}$	$\cos\varphi$	$tg\varphi$	$P_c,$ кВт	$Q_c,$ квар	$K_{ра}$	$P_p,$ кВт	$Q_p,$ квар	$F_{ц,}^2,$ м ²	$P_{уд осв.},$ кВт	$\cos\varphi$	$tg\varphi$	$K_{сосв}$	$P_{росв.},$ кВт/м ²	$Q_{росв.},$ квар	$P_p + P_{росв.},$ кВт	$Q_p + Q_{росв.},$ кВт	$S_p,$ кВ·А
400 В	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1 Модельный цех	58	495	0,65	0,92	0,43	322	137	0,80	257	110	3850	0,0140	0,95	0,33	0,80	43	14	301	124	325
2 Склад огнеупоров	7	110	0,20	0,70	1,02	22	22	1,54	34	35	3920	0,0080	0,95	0,33	0,60	19	6	53	41	67
3 Мазутохранилище	11	1250	0,43	0,89	0,51	538	275	0,85	457	234	1681	0,0070	0,95	0,33	0,60	7	2	464	236	521
4 Железнодорожный цех	2	710	0,18	0,52	1,64	128	210	2,97	380	623	4756	0,0120	0,95	0,33	0,90	51	17	431	640	772
5 Кузнечно-прессовый цех	13	3500	0,39	0,57	1,44	1365	1968	0,85	1160	1672	3721	0,0130	0,95	0,33	0,90	44	14	1204	1687	2072
6 Цех оцинкованной посуды	63	1500	0,40	0,64	1,20	600	720	0,70	420	504	3528	0,0110	0,95	0,33	0,90	35	11	455	516	688
7 Компрессорная и насосная	38	250	0,68	0,79	0,78	170	132	0,85	145	112	3808	0,0110	0,95	0,33	0,80	34	11	178	123	216
8 Газоочистка	21	630	0,78	0,84	0,65	491	317	0,90	442	286	3136	0,0100	0,95	0,33	0,80	25	8	467	294	552
9 Чугунолитейный цех	41	2560	0,57	0,87	0,57	1459	827	0,85	1240	703	11135	0,0140	0,95	0,33	0,90	140	46	1381	749	1571
10 Механосборочный цех	150	6085	0,31	0,61	1,30	1886	2450	0,70	1320	1715	8610	0,0130	0,95	0,33	0,90	101	33	1421	1748	2253
11 Административно-бытовой корпус	44	400	0,40	0,95	0,33	160	53	1,00	160	53	2990	0,0120	0,95	0,33	0,85	30	10	190	63	201
12 Сталелитейный цех	45	2390	0,59	0,87	0,57	1410	799	0,85	1199	679	10285	0,0140	0,95	0,33	0,90	130	43	1328	722	1512
13 Термический цех	14	3500	0,70	0,78	0,80	2450	1966	0,90	2205	1769	4272	0,0130	0,95	0,33	0,90	50	16	2255	1785	2876
14 Скрапоразделочная	8	405	0,33	0,70	1,02	134	136	1,16	155	158	2583	0,0120	0,95	0,33	0,80	25	8	180	166	245
15 Склад песка	4	80	0,25	0,50	1,73	20	35	1,24	25	43	2173	0,0080	0,95	0,33	0,60	10	3	35	46	58
16 Электроремонтный цех	94	3754	0,39	0,79	0,78	1450	1125	0,70	1015	787	5293	0,0130	0,95	0,33	0,90	62	20	1077	808	1346
Освещение территории	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	136965	0,0002	0,95	0,33	1,00	27	9	27	9	29
Всего по нагрузке 400 В	256	27619	0,46	0,75	0,89	12604	11172	0,73	9201	8156	-	-	-	-	-	833	274	10034	8430	13105
10 000 В	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5 Кузнечно-прессовый цех	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Индукционные установки (ИУ), 630 кВт	4	2520	0,80	0,85	0,62	2016	1249	1,00	2016	1249	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7 Компрессорная и насосная	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Синхронные двигатели (СД), 630 кВт	4	2520	0,85	0,90	-0,48	2142	-1037	1,00	2142	-1037	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12 Сталелитейный цех	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Дуговые сталеплавильные печи (ДСП), 2000 кВт	2	4000	0,65	0,60	1,33	2600	3467	1,00	2600	3467	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
13 Термический цех	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Тиристорные преобразователи частоты (ТПЧ), 1250 кВт	6	7500	0,45	0,80	0,75	3375	2531	1,00	3375	2531	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по нагрузке 10 000 В	16	16540	0,61	0,85	0,61	10133	6210	-	10133	6210	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого по заводу металлургических машин	-	44159	0,51	0,79	0,76	22737	17382	0,85	16434	12211	-	-	-	-	-	833	274	17267	12485	21308

$$y_{ц.э.н} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{p,i} \cdot y_i}{\sum_{i=1}^n P_{p,i}}, \quad (1.30)$$

где x_i, y_i – координаты производственных цехов (лист 1), м.

Координаты центра электрических нагрузок, определённые по формулам (1.25) – (1.30), отображены в таблице 1.4.

Таблица 1.4 – Определение координат символического центра электрических нагрузок

Наименование цеха	$P_{p,i}$, кВт	$P_{p.n/vi}$, кВт	$P_{p.osvi}$, кВт	$P_{p.v/vi}$, кВт	x_i , м	y_i , м	R_i , мм	$\alpha_{n/vi}$, град	$\alpha_{осв/vi}$, град	$\alpha_{v/vi}$, град
1 Модельный цех	301	257	43		151	299	12	308	52	0
2 Склад огнеупоров	53	34	19		444	47	5	231	129	0
3 Мазутохранилище	464	457	7		560	260	15	355	5	0
4 Железнодорожный цех	431	380	51		540	311	14	317	43	0
5 Кузнечно-прессовый цех	3220	1160	44	2016	148	122	38	130	5	225
6 Цех оцинкованной посуды	455	420	35		151	208	14	332	28	0
7 Компрессорная и насосная	2320	145	34	2142	329	47	32	22	5	332
8 Газоочистка	467	442	25		553	47	15	341	19	0
9 Чугунолитейный цех	1381	1240	140		515	149	25	323	37	0
10 Механосборочный цех	1421	1320	101		52	171	25	334	26	0
11 Административно-бытовой корпус	190	160	30		40	301	9	302	58	0
12 Сталелитейный цех	3928	1199	130	2600	356	149	42	110	12	238
13 Термический цех	5630	2205	50	3375	165	40	51	141	3	216
14 Скрапоразделочная	180	155	25		411	311	9	310	50	0
15 Склад песка	35	25	10		491	260	4	253	107	0
16 Электроремонтный цех	1077	1015	62		32	40	22	339	21	0
Координаты символического ЦЭН					249	111				

При выборе местонахождения ГПП, кроме координат центра электрических нагрузок (ЦЭН) была учтена площадь, необходимая для размещения ГПП с учетом расположения цехов и подходов воздушных линий (ВЛ). Поэтому приняты координаты размещения ГПП: (249 м; 111 м).

Выводы по разделу один

В данном разделе найдены расчетная нагрузка электроремонтного цеха, расчетная нагрузка по заводу металлургических машин, а также найдены координаты символического ЦЭН, которые способствовали определению места установки ГПП.

					13.03.02.2019.118.00.00 ПЗ	Лист
						22

2 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТИПА, МОЩНОСТИ И КОЛИЧЕСТВА ТРАНСФОРМАТОРОВ ЦЕХОВЫХ ТП

Проектом предусматривается установка цеховых трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ встроенного исполнения с трансформаторами марки ТМГ (трехфазные масляные трансформаторы с гофробаком) [6]. Необходимость установки данного типа трансформаторов обусловлена рядом преимуществ: герметичное исполнение исключает контакт масла с окружающей средой, что делает его в достаточной мере пожаробезопасным и экологичным, кроме того при эксплуатации трансформаторов марки нет необходимости в проведении ревизионных и профилактических работах. При выборе числа типоразмеров трансформаторов с целью сокращения «холодного» резерва стремились их максимально сократить.

При выборе мощности трансформаторов цеховых главным образом руководствовались рекомендациями по проектированию, представленными в [7]. Экономически целесообразная единичная мощность трансформаторов цеховых ТП находится в корреляционной зависимости от плотности электрической нагрузки производственного цеха предприятия, данная зависимость наглядно представлена в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Зависимость единичной мощности трансформатора от плотности электрической нагрузки

Плотность электрической нагрузки σ , кВ·А/м ²	0,05-0,08	0,08-0,15	0,15-0,25	0,25-0,35	0,35 и более
Экономически целесообразная мощность трансформатора цеховой ТП $S_{т.э}$, кВ·А	400	630	1000	1600	2500

Определение плотности электрической нагрузки производственного цеха выполняется по выражению

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

где S_p – расчетная мощность производственного цеха, кВ·А;

$F_{ц}$ – площадь рассматриваемого производственного цеха, м².

Величина единичной мощности трансформатора цеховой ТП определенная по таблице 2.1 может быть изменена из-за расчетной мощности производственного цеха, категории по надёжности электроснабжения, количества принятых к установке на предприятии типоразмеров трансформаторов.

Число трансформаторов цеховой трансформаторной подстанции находится по выражению

$$N_0 = \frac{P_{p.c}}{k_{з.доп} \cdot S_{т.н}}, \quad (2.2)$$

где $P_{p.c}$ – расчетная мощность производственного цеха, Вт;

$S_{т.н}$ – номинальная мощность трансформаторов, В·А;

$k_{з.доп}$ – коэффициент допустимый загрузки трансформатора в нормальном режиме работы.

Номинальная мощность трансформатора цеховой двухтрансформаторной подстанции

$$S_{т.н} \geq \frac{P_{p.c}}{N_t \cdot k_{з.доп}}, \quad (2.3)$$

где $N_t = 2$ – число трансформаторов в цеховой ТП, шт.

Реактивная мощность трансформаторов цеховой ТП, в случае их выбора по активной мощности нагрузки производственного цеха с учётом допустимого коэффициента загрузки трансформатора в нормальном режиме работы, обусловленного категорией по надежности электроснабжения

$$Q_{1p} = \sqrt{(N_t \cdot k_{з.доп} \cdot S_{т.н})^2 - P_{p.c}^2}. \quad (2.4)$$

Обычно реактивные мощности Q_{1p} и $Q_{p.c}$ имеют различные величины. Ввиду чего, фактическая реактивная мощность Q_1 , проходящая через трансформатор цеховой ТП, выражается из следующих условий

$$Q_1 = \begin{cases} Q_{p.c}, & \text{если } Q_{1p} \geq Q_{p.c} \\ Q_{1p}, & \text{если } Q_{1p} < Q_{p.c} \end{cases}. \quad (2.5)$$

Анализируя параметры условий (2.5) можно сделать следующие выводы:

1) При реактивной мощности Q_{1p} не меньшей величины расчётной реактивной мощности цеха ($Q_{p.c}$), через трансформатор цеховой ТП из распределительной сети напряжением 10000 В в сеть напряжением 400 В будет передаваться величина реактивной мощности (Q_1), равная расчётной реактивной нагрузки производственного цеха ($Q_{p.c}$);

2) В случае, когда мощность $Q_{1p} < Q_{p.c}$, иными словами трансформаторы цеховой ТП не имеют возможности всю нагрузку производственного цеха $Q_{p.c}$, поэтому необходимо предусмотреть установку низковольтных компенсирующих

устройств, мощность которых определяется разностью между расчетной реактивной мощностью производственного цеха ($Q_{p.ц}$) и величиной фактической реактивной мощности (Q_1)

$$Q_{к.н} = Q_{p.ц} - Q_1. \quad (2.6)$$

После чего необходимо проверить работоспособность трансформаторов цеховой ТП, посредством определения коэффициентов загрузки трансформаторов в нормальных и ненормальных режимах работы с учетом величины допустимой перегрузки, определяемой требованиями ПУЭ

$$K_{з.н} = \frac{\sqrt{P_{p.ц}^2 + Q_1^2}}{N_T \cdot S_{т.н}}, \quad (2.7)$$

$$K_{з.п} = \frac{\sqrt{P_{p.ц}^2 + Q_1^2}}{(N_T - 1) \cdot S_{н.т.i}}. \quad (2.8)$$

По рассмотренным выше условиям (2.1) – (2.8) произведем выбор номинальной единичной мощности трансформаторов, устанавливаемых в кузнечно-прессовом цехе. II категория по надежности электроснабжения для данного производственный цеха требует установки трансформаторной подстанции с двумя трансформаторами мощностью

$$S_{т.н} \geq \frac{1204}{2 \cdot 0,7} = 860 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Значит, к установке принимаются трансформаторы единичной номинальной мощностью равной 1000 кВ·А.

Реактивная мощность трансформатора по условиям допустимой загрузки

$$Q_{1р} = \sqrt{(2 \cdot 0,7 \cdot 1000)^2 - 1204^2} = 715 \text{ квар}.$$

Так как

$$Q_{1р} < Q_{p.ц}.$$

$$715 < 1687 \text{ квар}.$$

Значит, трансформаторы ТП не могут пропустить всю расчетную реактивную нагрузку, поэтому необходимо предусмотреть установку конденсаторной установки на стороне низкого напряжения трансформаторной подстанции.

Необходимая мощность компенсирующих устройств составит

$$Q_{к.н} = 1687 - 715 = 972 \text{ квар}.$$

Проверим загрузку трансформаторов цеховой ТП при различных режимах работы

$$K_{з.н} = \frac{\sqrt{1204^2 + 715^2}}{2 \cdot 1000} = 0,70.$$
$$K_{з.п} = \frac{\sqrt{1204^2 + 715^2}}{(2-1) \cdot 1000} = 1,40.$$

Номинальные мощности трансформаторов для питания электропечных и преобразовательных установок выбираются по величине установленной мощности рассматриваемых установок

$$S_{т.н} \geq S_{э/т.уст} \quad (2.9)$$

Полная мощность рассматриваемых установок определяется по выражению

$$S_{э/т.уст} = \frac{P_{э/т.уст}}{\cos \varphi} \quad (2.10)$$

где $P_{э/т.уст}$ – установленная мощность, кВт.

В качестве примера выполним выбор номинальной мощности трансформатора для фильтра высоковольтного постоянного тока по выражениям (2.9) – (2.10)

$$S_{т.тпч} = \frac{630}{0,85} = 741 \text{ кВ}\cdot\text{А}.$$

К установке принимается трансформатор марки ТСЗП номинальной мощностью 1000 кВ·А [8].

Аналогичные расчёты, используя формулы (2.1) – (2.10) проводятся с целью определения единичной мощности трансформаторов, устанавливаемых в производственных цехах, с последующим занесением в таблицу 2.2.

На предприятии имеются производственные цеха с малой расчетной нагрузкой, питание которых возможно осуществлять от собственной цеховой трансформаторной подстанции, либо от низковольтного распределительного пункта (РПН), питание которого осуществляется от соседнего рядом расположенного производственного цеха по линии 0,4 кВ.

Выбор того или иного способа питания данных цехов осуществляется исходя из следующего условия

$$S_{р.ц} \cdot L \leq 15000, \quad (2.11)$$

где $S_{р.ц}$ – расчетная нагрузка производственного цеха, кВ·А;

L – расстояние от распределительного пункта рассматриваемого производственного цеха с малой расчетной мощностью до трансформаторной подстанции рядом расположенного цеха, м.

Таблица 2.2 – Выбор числа и мощности трансформаторных подстанций, устанавливаемых в цехах завода металлургических машин

Название производственных цехов	Категория над.	P _{расч.} , кВт	Q _{расч.} , квар	S _{расч.} , кВт·А	Площадь, м ²	σ, кВт·А/м ²	S _{эт.} , кВт·А	№ ТП	Тип трансформатора	S _{н.т.} , кВт·А	N _{тр.} в ТП	N _{ТП}	K _{зд}	Q _{1р.} , квар	Q ₁ , квар	Q _{к.у.} , квар	K _{з.н.}	K _{з.ав}	ΔP _{х.х.} , кВт	ΔP _{к.з.} , кВт	I _{х.х.} , %	U _{к.з.} , %	ΔP _{т.} , кВт	ΔQ _{т.} , квар	P _р +ΔP _{т.} , кВт	Q ₁ +ΔQ _{т.} , квар	S _{р.} , кВт·А	
1 Модельный цех	II	301	124	325	3850	0,08	630	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по ТП-1:	-	301	124	325	3850	0,08	630	1	ТМГ	250	2	1	0,7	179	124	0	0,65	1,30	0,5	4,2	1,2	4,5	5	16	305	139	335	
2 Склад огнеупоров	III	53	41	67	3920	0,02	250	РПН1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
7 Компрессорная и насосная	II	178	123	216	3808	0,06	400	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Всего по ТП-2:	-	231	164	283	3808	0,06	400	2	ТМГ	250	2	1	0,7	263	164	0	0,57	1,14	0,5	4,2	1,2	4,5	4	13	234	177	294	
3 Мазутохранилище	III	464	236	521	1681	0,31	1600	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Всего по ТП-3:	-	464	236	521	1681	0,31	1600	3	ТМГ	630	1	1	0,9	326	236	0	0,83	-	1,0	7,6	0,6	5,5	6	27	470	264	539	
4 Железнодорожный цех	II	431	640	772	4756	0,16	1000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
14 Скрапоразделочная	III	180	166	245	2583	0,09	630	РПН2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
15 Склад песка	III	35	46	58	2173	0,03	250	РПН3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Всего по ТП-4:	-	646	853	1070	4756	0,16	1000	4	ТМГ	630	2	1	0,7	601	601	253	0,70	1,40	1,0	7,6	0,6	5,5	9	42	655	642	918	
5 Кузнечно-прессовый цех	II	1204	1687	2072	3721	0,56	2500	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Всего по ТП-5:	-	1204	1687	2072	3721	0,56	2500	5	ТМГ	1000	2	1	0,7	715	715	972	0,70	1,40	1,4	10,8	0,6	5,5	13	66	1217	781	1446	
6 Цех оцинкованной посуды	II	455	516	688	3528	0,19	1000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Всего по ТП-6:	-	455	516	688	3528	0,19	1000	6	ТМГ	400	2	1	0,7	327	327	189	0,70	1,40	0,7	5,9	1,0	4,5	7	26	462	352	581	
12 Сталелитейный цех	II	1328	722	1512	10285	0,16	1000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Всего по ТП-7:	-	1328	722	1512	10285	0,16	1000	7	ТМГ	1000	2	1	0,7	443	443	279	0,70	1,40	1,4	10,8	0,6	5,5	13	66	1342	509	1435	
8 Газоочистка	II	467	294	552	3136	0,18	1000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Всего по ТП-8:	-	467	294	552	3136	0,18	1000	8	ТМГ	400	2	1	0,7	309	294	0	0,69	1,38	0,7	5,9	1,0	4,5	7	25	474	319	572	
9 Чугунолитейный цех	II	1381	749	1571	11135	0,13	630	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Всего по ТП-9 – ТП-10:	-	1381	749	1571	11135	0,13	630	9-10	ТМГ	630	2	2	0,7	1098	749	0	0,62	1,26	1,0	7,6	0,6	5,5	16	69	1396	818	1618	
10 Механосборочный цех	II	1421	1748	2253	8610	0,23	1000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
11 Административно-бытовой корпус	III	190	63	201	2990	0,07	400	РПН4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Всего по ТП-11 – ТП-12:	-	1612	1811	2424	8610	0,23	1000	11-12	ТМГ	630	2	2	0,7	717	717	1094	0,70	1,40	1,0	7,6	0,6	5,5	19	83	1631	800	1816	
13 Термический цех	II	2255	1785	2876	11135	0,26	1600	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Всего по ТП-13 – ТП-14:	-	2255	1785	2876	11135	0,26	1600	13-14	ТМГ	1000	2	2	0,7	1660	1660	126	0,70	1,40	1,4	10,8	0,6	5,5	27	132	2282	1792	2901	
16 Электроремонтный цех	II	1077	808	1346	5293	0,25	1000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Всего по ТП-15:	-	1077	808	1346	5293	0,25	1000	15	ТМГ	1000	2	1	0,7	895	808	0	0,67	1,34	1,4	10,8	0,6	5,5	13	62	1089	869	1394	
Потери в установках электротехнологических	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
5 Кузнечно-прессовый цех	-	630	390	741	-	-	-	-	ТСЗП	1000	1	4	-	-	-	-	0,74	-	1,8	8,7	1,0	6,0	26	172	-	-	-	
12 Сталелитейный цех	-	2000	2667	3333	-	-	-	-	ЭТПЦК	4000	1	2	-	-	-	-	0,83	-	13,5	41,0	2,6	14,9	84	1036	-	-	-	
13 Термический цех	-	1250	938	1563	-	-	-	-	ТСЗП	1600	1	6	-	-	-	-	0,98	-	2,5	11,0	0,8	5,5	78	580	-	-	-	
Всего по заводу металлургических машин:	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	327	2414	11558	7462	-	

Обоснование целесообразности установки РПН по условию (2.11) отображено в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Проверка целесообразности применения РПН

Цеховая ТП	Номер РПН	$S_{p.ц} \cdot L, кВ \cdot А \cdot м$
ТП-2	РПН-1	$67 \cdot 116 = 7772$
ТП-4	РПН-2	$245 \cdot 58 = 14210$
ТП-4	РПН-3	$58 \cdot 37 = 2146$
ТП-12	РПН-4	$201 \cdot 67 = 13467$

Выводы по разделу два

Выбраны трансформаторы марки ТМГ следующих типоразмеров 250, 400, 630 и 1000 кВ·А. Для питания установок специального назначения предусмотрена установка трансформаторов ТСЗП следующих типоразмеров 1000 и 1600 кВ·А, а также ЭТПЦК мощностью 4000 кВ·А. Рассмотрена возможность установки комплектных распределительных устройств 0,4 кВ в цехах с малой расчетной мощностью.

3 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЕЛИЧИНЫ НАПРЯЖЕНИЯ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ И ЕДИНИЧНОЙ МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ ГПП

При определении величины рационального напряжения схемы внешнего электроснабжения целесообразно воспользоваться формулой Стилла:

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

где $P_{\text{р.п}}$ – расчетная активная нагрузка по предприятию, кВт;

$L_{\text{ВЛ}}$ – протяженность питающей воздушной линии, км;

Расчетная активная мощность на V уровне системы электроснабжения может быть определена по формуле [2]

$$P_{\text{р.п.}} = K_{\text{ом}} \left[\sum_{i=1}^m P_{\text{pi}}^{(3)} + \sum_{i=1}^M k_{\text{наi}} \cdot p_{\text{номi}} + \sum_{i=1}^L \Delta P_{\text{Ti}} \right] + \sum_{i=1}^n P_{\text{р.осви}}, \quad (3.2)$$

где $K_{\text{ом}}$ – коэффициент одновременности максимумов;

$\sum_{i=1}^m P_{\text{pi}}^{(3)}$ – сумма расчетных активных мощностей узлов СЭС III уровня, получающих питание от СШ-10 кВ подстанции предприятия, Вт;

$\sum_{i=1}^M k_{\text{наi}} \cdot p_{\text{номi}}$ – сумма расчетных активных мощностей электроприемников на

пряжением 10 кВ, получающих питание от СШ-10 кВ подстанции предприятия, Вт;

$\sum_{i=1}^L \Delta P_{\text{Ti}}$ – сумма потерь активной мощности в цеховых трансформаторах, Вт;

$\sum_{i=1}^n P_{\text{р.осви}}$ – осветительная нагрузка, Вт.

Руководствуясь данными, представленными в РТМ 36.18.32.4-92 [4], определим величину коэффициента одновременности максимумов $K_{\text{ом}}$, который зависит от числа цеховых ТП ($m=15$) и количества высоковольтных ЭП ($M=16$), подключенных к СШ-10 кВ подстанции предприятия с учётом величину средневзвешенного $K_{\text{И.А.}} = 0,51$.

Таким образом, $K_{\text{о.м.}} = 0,85$, тогда используя формулы (3.1) – (3.2) получим

$$P_{\text{р.п.}} = 0,85 \cdot (9201 + 10133 + 327) + 833 = 17545 \text{ кВт.}$$

$$U_{\text{рац.}} = 4,34 \cdot \sqrt{16,0 + 0,016 \cdot 17545} = 75 \text{ кВ.}$$

Величина рационального напряжения располагается между двумя стандартными классами напряжений 35 кВ и 110 кВ, откуда следует необходимость в проведении подробного технико-экономического анализа при выборе напряжения схемы внешнего электроснабжения рассматриваемого предприятия.

Далее рассмотрим выбор единичной мощности силовых трансформаторов устанавливаемых на главной понизительной подстанции завода.

Величина номинальной мощности трансформаторов понизительной подстанции определяется по выражению

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

где $Q_{эс}$ – экономически целесообразная реактивная мощность на стороне ВН, вар;
 $\Delta Q_{т.ГПП}$ – потери реактивной мощности в трансформаторах понизительной подстанции завода, квар.

За величину экономически целесообразной реактивной мощности на стороне ВН необходимо принять минимальную из определяемых по формулам

$$Q'_{эс} = P_{p.п} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{\text{норм}}, \quad (3.4)$$

$$Q''_{эс} = Q_{рп} - \frac{0,7}{K_{нр}} \cdot Q_{сд.м}, \quad (3.5)$$

где $\operatorname{tg}\varphi_{\text{норм}}$ – нормируемая величина коэффициента реактивной мощности строго регламентированная для каждого класса напряжения [9];

$K_{нр}$ – величина коэффициента несовпадения реактивной мощности.

Величину расчетной реактивной мощности предприятия определим по выражению

$$Q_{p.п} = K_{o.m.} \cdot \left(\sum_{i=1}^N k_{и.а.и} \cdot P_{н.и} + \sum_{i=1}^M Q_{p.i}^{III} + \sum_{i=1}^L \Delta Q_{т.и} \right) + \sum Q_{p.o.}.$$

$$Q_{p.п} = 0,85 \cdot (8156 + (1249 + 3467 + 2531) + 2414) + 274 = 15418 \text{ квар.}$$

Располагаемую реактивную мощность синхронных двигателей определим по формуле

$$Q_{сд.м} = \alpha_m \cdot N_{сд} \cdot \sqrt{P_{сд.н}^2 + Q_{сд.н}^2},$$

где $\alpha_m=0,48$ – величина коэффициента допустимой перегрузки синхронного двигателя по реактивной мощности.

$$Q_{сд.м} = 0,48 \cdot 4 \cdot \sqrt{630^2 + 320^2} = 1357 \text{ квар.}$$

Произведём расчёт численных значений по формулам (3.4) – (3.5)

$$Q'_{эс.35} = 17545 \cdot 0,4 = 7018 \text{ квар.}$$

$$Q'_{эс.110} = 17545 \cdot 0,5 = 8773 \text{ квар.}$$

$$Q''_{эс.35} = Q''_{эс.110} = 15418 - \frac{0,7}{0,85} \cdot 1357 = 14030 \text{ квар.}$$

После анализа полученных значений принимаем

$$Q_{эс.35} = Q''_{эс.35} = 7018 \text{ квар.}$$

$$Q_{эс.110} = Q''_{эс.110} = 8773 \text{ квар.}$$

Величина потерь реактивной мощности в трансформаторах понизительной подстанции определяется по выражению

$$\Delta Q_{т.ГПП} = 0,07 \sqrt{P_{п.п.}^2 + Q_{эс.}^2}.$$

$$\Delta Q_{т.35} = 0,07 \cdot \sqrt{17545^2 + 7018^2} = 18446 \text{ квар.}$$

$$\Delta Q_{т.110} = 0,07 \cdot \sqrt{17545^2 + 8773^2} = 1373 \text{ квар.}$$

Полная расчетная нагрузка завода металлургических машин, которая нужна для определения мощности силовых трансформаторов, находится по выражению (3.3)

$$S_{п.п.35} = \sqrt{17545^2 + (8773 - 1323)^2} = 18446 \text{ квар.}$$

$$S_{п.п.110} = \sqrt{17545^2 + (8773 - 1373)^2} = 19042 \text{ квар.}$$

Завод металлургических машин относится к 2-ой категории по надёжности электроснабжения, поэтому его электроснабжения должно осуществляться от 2-х независимых источников, по этой причине на понизительной подстанции предприятия предусматривается установка 2-х трансформаторов.

Величина единичной номинальной мощности силового трансформатора выражается из условия

$$S_{т.ном} \geq \frac{S_{п.п.}}{n \cdot k_{з.н.}},$$

где $n = 2$ – число трансформаторов ГПП;

$k_{з.н.} = 0,7$ – коэффициент, характеризующий величину допустимой загрузки силовых трансформаторов в нормальном режиме работы.

$$S_{т.ном.35} \geq \frac{18446}{2 \cdot 0,7} = 13176 \text{ кВ}\cdot\text{А.}$$

$$S_{т.ном.110} \geq \frac{19042}{2 \cdot 0,7} = 13601 \text{ кВ}\cdot\text{А.}$$

На основании данных соотношений необходимо принять мощность трансформаторов равной 16 МВА, но ввиду наличия на предприятии резкопеременной нагрузки (дуговые сталеплавильные печи), нужно согласовать мощность трансформатора ГПП с мощностью резкопеременной нагрузки.

Произведем проверку выполнения требований к стойкости трансформатора при ударных толчках током [10, п.6.4.2]. Рассчитаем величину ударного толчка током дуговой сталеплавильной печи (ДСП) из условия, что толчки тока ДСП не превышают 3,5-кратного значения номинального тока [11, п.7.5.45]

$$I_{\text{пик.сш1}} = I'_{\text{р.сш1}} + I_{\text{уд.т.дсп}}$$

$$I_{\text{пик.сш1}} = \frac{1}{2} \sqrt{\left(P_{\text{р.иу}} + P_{\text{р.сд}} + P_{\text{р.тпч}} + P_{\text{р.н}} \right)^2 + \left(Q_{\text{р.иу}} + Q_{\text{р.сд}} + Q_{\text{р.тпч}} + Q_{\text{р.н}} \right)^2} + \frac{3,5 \cdot P_{\text{н.дсп}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}} \cdot \cos \varphi}$$

$$I_{\text{пик.сш1}} = \frac{1}{2} \sqrt{(2016 + 2142 + 3375 + 9201)^2 + (1249 - 1037 + 2531 + 8156)^2} + \frac{3,5 \cdot 2000}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,6} = 1250,1 \text{ А.}$$

Отношение ударного толчка током к номинальному значению тока трансформатора не должно превышать 1,1 при числе ударных толчков током в сутки от 10 до 1000. Рассчитаем величину ударного толчка током ДСП

$$\frac{I_{\text{пик.сш1}}}{I_{\text{т.нн.ном.}}} \leq 1,1.$$

$$\frac{I_{\text{пик.сш1}}}{I_{\text{т.нн.ном.}}} = \frac{1250,1}{923,8} = 1,35 > 1,1.$$

Как видно из выражения трансформаторы 16 МВ·А не обладают достаточной стойкостью при ударных толчках током, вызванных работой ДСП.

Поэтому принимаем решение об увеличении номинальной мощности трансформатора, а именно выбираем трансформатор 25 МВ·А, тогда рассчитаем величину ударного толчка током ДСП

$$I_{\text{пик.сш1}} = \frac{1}{2} \sqrt{(2016 + 2142 + 3375)^2 + (1249 - 1037 + 2531)^2} + \frac{3,5 \cdot 2000}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,6} = 905,0 \text{ А.}$$

Рассчитаем величину ударного толчка током ДСП при установке трансформатора с расщепленной обмоткой

$$\frac{I_{\text{пик.сш1}}}{I_{\text{т.нн.ном.}}} = \frac{905,0}{721,7} = 1,25 < 1,1.$$

Как видно из выражения трансформаторы мощностью 25 МВ·А не обладают достаточной стойкостью при ударных толчках током, вызванных работой ДСП. Поэтому принимаем решение об увеличении номинальной мощности трансформатора, а именно выбираем трансформатор мощностью 32 МВ·А, тогда рассчитаем величину ударного толчка током ДСП

$$\frac{I_{\text{пик.сш1}}}{I_{\text{т.нн.ном.}}} = \frac{905,0}{923,7} = 0,98 \leq 1,1.$$

Значит, к установке принимаются трансформаторы марки ТРДН-32000/35-У1 и ТРДН-32000/110-У1, основные технические параметры которых представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Технические параметры трансформаторов [12]

$S_{\text{т}}$, МВ·А	$U_{\text{вн}}$, кВ	$U_{\text{нн}}$, кВ	$\Delta P_{\text{кз}}$, кВт	$\Delta P_{\text{хх}}$, кВт	$U_{\text{кз}}$, %	$I_{\text{хх}}$, %
32	35	10/10	145,0	24,5	12,7	0,60
32	110	10/10	160,0	25,0	10,5	0,25

Выводы по разделу три

Вычислена величина рационального напряжения схемы внешнего электро-снабжения, которая составила 75 кВ. Определена единичная мощность 32 МВ·А и тип трансформаторов главной понизительной подстанции предприятия ТРДН с учётом перегрузочной способности и наличием влияния резкопеременной нагрузки в составе дуговых сталеплавильных печей установленной мощностью 2000 кВт.

4 ВЫБОР СХЕМЫ И ОБОСНОВАНИЕ ВЕЛИЧИНЫ НАПРЯЖЕНИЯ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

С учетом обеспечения требуемой категории надежности электроснабжения завода металлургических машин, выбрана схема 110-4Н – два блока с выключателями и ремонтной неавтоматической перемычкой со стороны питающих воздушных линий. Представим на рисунках 4.1, 4.2 электрические принципиальные схемы внешнего электроснабжения для рассматриваемых в ходе последующего технико-экономического анализа классов напряжений: 35 кВ и 110 кВ.

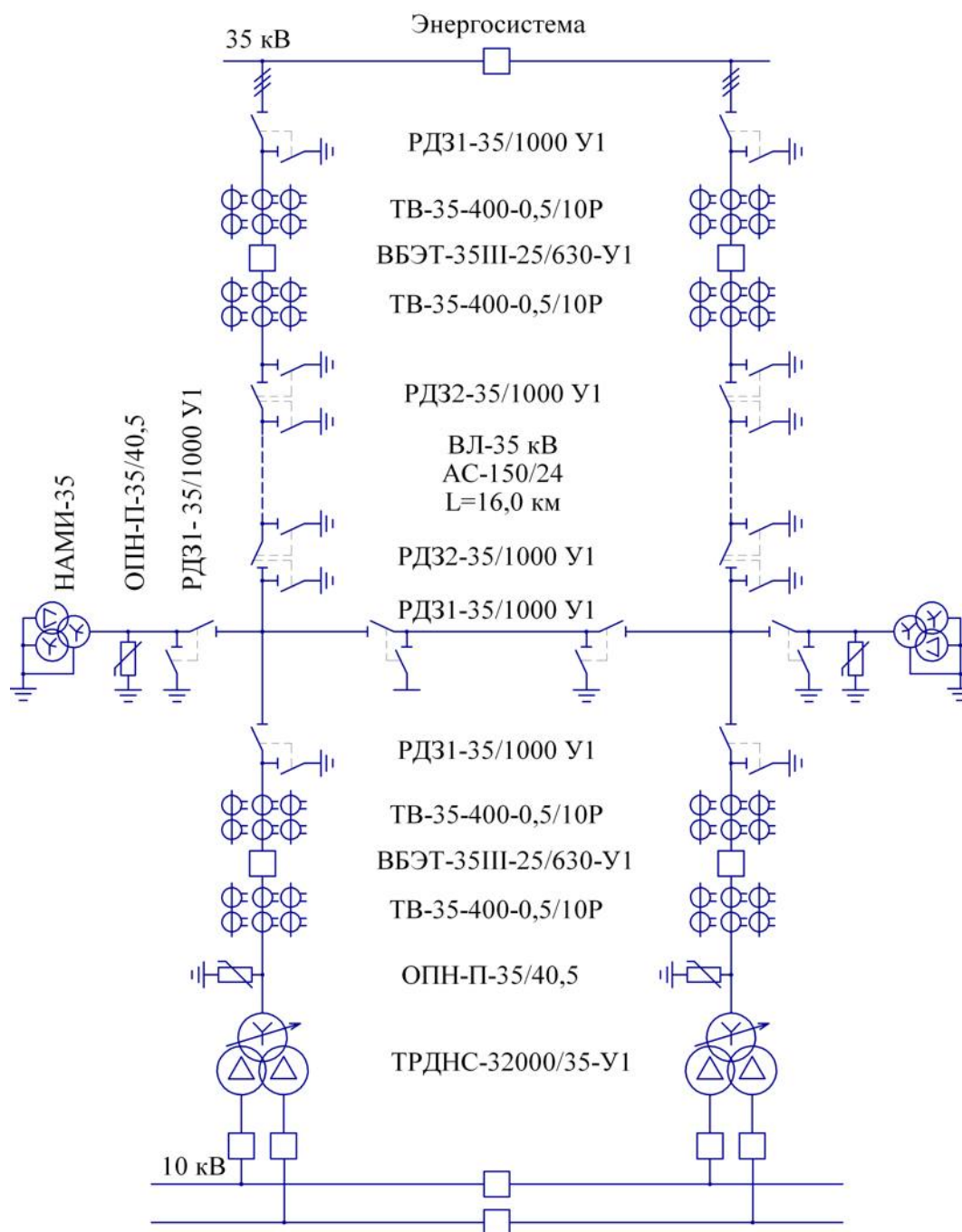


Рисунок 4.1 – Принципиальная электрическая схема внешнего электроснабжения классом 35 кВ

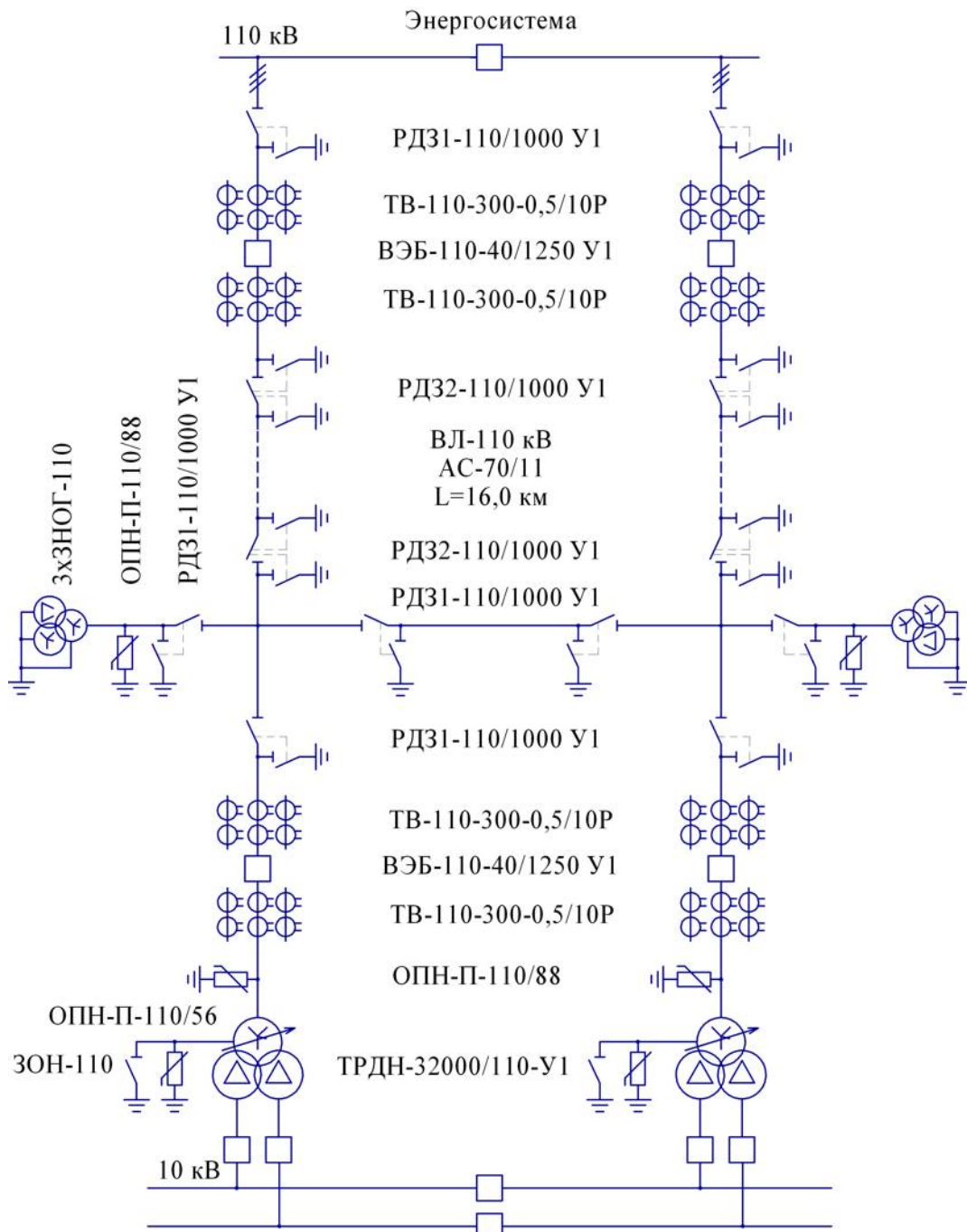


Рисунок 4.2 – Принципиальная электрическая схема внешнего электроснабжения классом 110 кВ

4.1 Расчёт потерь электрической энергии в трансформаторах и питающих линиях электропередачи

Величина потерь ΔP_T в трансформаторах подстанции предприятия определяется по выражению

$$\Delta P_T = N_T \cdot (\Delta P_{x,x} + k_{з.н.}^2 \Delta P_{к.з}), \quad (4.1)$$

где N_T – количество трансформаторов, установленных на подстанции, шт;

$\Delta P_{x.x.}$ – величина потерь холостого хода силового трансформатора, Вт;

$\Delta P_{к.з.}$ – величина потерь короткого замыкания силового трансформатора, Вт.

Величина потерь ΔQ_T в трансформаторах ГПП определяется по формуле

$$\Delta Q_T = n \left(\frac{I_{xx}}{100} S_{н.т} + k_{зн.}^2 \frac{U_{к.з.}}{100} S_{н.т} \right), \quad (4.2)$$

где $I_{x.x.}$ – величина ток холостого хода силового трансформатора, установленного на подстанции, %;

$U_{к.з.}$ – величина напряжение короткого замыкания силового трансформатора, установленного на подстанции, %.

Руководствуясь выражениями (4.1) – (4.2) вычислим для варианта классом 35 кВ потери мощности в силовых трансформаторах, устанавливаемых подстанции предприятия составят

$$\Delta P_{т.35} = 2(24,5 + 0,29^2 \cdot 145) = 73 \text{ кВт}.$$

$$\Delta Q_{т.35} = 2 \left(\frac{0,6}{100} 32000 + 0,29^2 \frac{12,7}{100} 32000 \right) = 1059 \text{ квар}.$$

Величина потерь электрической энергии в силовых трансформаторах ГПП

$$\Delta A_{т.} = n \cdot (\Delta P_{x.x.} \cdot T_{г} + k_{зн.}^2 \cdot \Delta P_{к.з.} \cdot \tau), \quad (4.3)$$

где τ – число часов годовых максимальных потерь, ч.

Зная величину (T_M) годового числа часов использования максимума активной нагрузки, определяемую по справочным данным [3] в зависимости от отрасли промышленности, возможно найти число часов годовых максимальных потерь, определяемое по выражению

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

С учётом производственной специфики рассматриваемого предприятия получим

$$\tau = \left(0,124 + \frac{4355}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 2742 \frac{\text{ч}}{\text{год}}.$$

Теперь по формуле (4.3) найдём величину потерь

$$\Delta A_{т35} = 2(24,5 \cdot 8760 + 0,29^2 \cdot 145 \cdot 2742) = 495 \text{ МВт} \cdot \text{ч/год}.$$

Выполненные расчёты по выражениям (4.1) – (4.3) с целью определения потерь электрической энергии в силовых трансформаторах, устанавливаемых на ГПП предприятия в зависимости от класса напряжения рассматриваемой схемы внешнего электроснабжения представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Расчёт потерь электрической энергии в силовых трансформаторах

$U_{\text{ном}}$, кВ	ΔP_{T} , кВт	ΔQ_{T} , кВт	$T_{\text{м}}$, ч/год	τ , ч/год	ΔA_{T} , $\frac{\text{МВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}}$
35	73	1059	4355	2742	495
110	78	755	4355	2742	516

Произведём расчёты по определению потерь электрической энергии в питающих линиях электропередачи, выполненных посредством воздушных линий на металлических опорах.

Расчетная нагрузка воздушной линия определяется по формуле

$$S_{\text{р.вл.}} = \sqrt{(P_{\text{р.п.}} + \Delta P_{\text{T}})^2 + Q_{\text{эс}}^2}, \quad (4.4)$$

$$I_{\text{р.вл.}} = \frac{S_{\text{р.вл.}}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot U_{\text{н}}}, \quad (4.5)$$

где $U_{\text{н}}$ – номинальное напряжение схемы внешнего электроснабжения, кВ.

Для класса 35 кВ по выражениям (4.4) – (4.5) получим

$$S_{\text{р.вл.35}} = \sqrt{(17545 + 73)^2 + 7018^2} = 18965 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

$$I_{\text{р.вл.35}} = \frac{18965}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 35} = 156 \text{ А}.$$

В случае аварийного отключения одной из цепей воздушной линии, оставшаяся в работе цепь должна выдержать передаваемый по ней ток

$$I_{\text{н}} = 2 \cdot I_{\text{р.л.}} \quad (4.6)$$

$$I_{\text{н35}} = 2 \cdot 156 = 312 \text{ А}.$$

Руководствуясь требованиями ПУЭ [11] площадь сечения ВЛ необходимо выбирать по ($j_{\text{э}}$) экономической плотности тока

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{\text{р.л.}}}{j_{\text{э}}} \quad (4.7)$$

$$F_{\text{э.35}} = \frac{156}{1,1} = 142 \text{ мм}^2.$$

С учётом минимального допустимого сечения по короне ($F_{кор.мин} = 50 \text{ мм}^2$) принимается к установке сталеалюминевый провод марки АС-150/24 с длительно-допустимым током номиналом 450 А [11, табл. 1.3.29].

Величина годовых потерь активной электрической энергии в проводах линий электропередачи определяется по формуле

$$\Delta A_{вл} = n \cdot (3 \cdot I_{р.вл.}^2 \cdot r_{уд.вл.} \cdot L_{вл} \cdot \tau); \quad (4.8)$$

где $r_{уд.вл.}$ – величина удельного активного сопротивления ВЛ, Ом/км;

$L_{вл}$ – удалённость энергосистемы от рассматриваемого предприятия, км.

$$\Delta A_{вл.35} = 2 \cdot (3 \cdot 156^2 \cdot 0,20 \cdot 16,0 \cdot 2742) = 1288 \text{ МВт} \cdot \text{ч/год}.$$

Выполненные расчёты по выражениям (4.4) – (4.8) с целью определения потерь электрической энергии в линиях электропередачи, в зависимости от класса напряжения рассматриваемой схемы внешнего электроснабжения предприятия представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Расчёт потерь электрической энергии в линиях электропередачи

$U_{н.},$ кВ	$S_{р.л.},$ кВ·А	$I_{р.вл.},$ А	$I_{п.вл.},$ А	$F_{э.вл.},$ мм ²	$F_{ст.вл.},$ мм ²	$I_{д.доп.вл.},$ А	$r_{уд.вл.},$ Ом/км	$L_{вл.},$ км	$\frac{\Delta A_{вл.},}{\text{год}}$ МВт·ч
35	18965	156	312	142	150	450	0,20	16,0	1288
110	19686	52	104	47	70	265	0,43	16,0	302

4.2 Выбор коммутационного и контрольно-измерительного электрооборудования в схеме внешнего электроснабжения предприятия

Одним из критериев выбора коммутационного и контрольно-измерительного электрооборудования в схеме внешнего электроснабжения предприятия является динамическая стойкость к токам короткого замыкания. Поэтому выполним расчёт величины токов короткого замыкания в характерных точках системы внешнего электроснабжения предприятия, отмеченных на рисунке 4.3

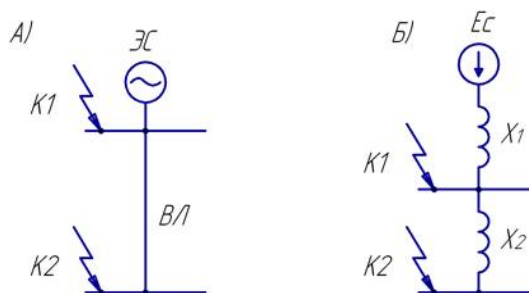


Рисунок 4.3 – Принципиальная схема (А) и схема замещения (Б) для определения токов КЗ

Найдём эквивалентные сопротивления элементов схемы замещения, представленной на рисунке 4.3.

Величина эквивалентного сопротивления энергосистемы

$$x_1 = x_c = \frac{S_6}{S_k}, \quad (4.9)$$

где S_6 – базисная мощность, МВ·А;

S_k – мощность трехфазного КЗ, МВ·А.

$$x_1 = x_c = \frac{1000}{1100} = 0,91.$$

Трёхфазный ток КЗ в точке K_1 определяется по формуле

$$I_{k1} = I_{пт1} = I_{п01} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6 \cdot x_1}. \quad (4.10)$$

$$I_{k.1} = I_{п.т.1} = I_{п.01} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37 \cdot 0,91} = 17,2 \text{ кА.}$$

Величина ударного тока КЗ в точке $K1$ определяется по формуле

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot k_{уд1} \cdot I_{k1}. \quad (4.11)$$

где $k_{уд}$ – величина ударного коэффициента [3].

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 1,72 \cdot 17,2 = 41,8 \text{ кА.}$$

Величина эквивалентного сопротивления линии электропередачи определяется по формуле

$$x_2 = \frac{x_{уд.вл} \cdot L_{вл} \cdot S_6}{U_6^2}, \quad (4.12)$$

где $x_{уд.вл}$ – удельное реактивное сопротивление ВЛ, Ом/км;

U_6 – величина базисного напряжения, кВ.

$$x_2 = \frac{0,41 \cdot 16,0 \cdot 1000}{37^2} = 4,79.$$

Величина тока КЗ в точке K_2 определяется по выражению

$$I_{k2} = I_{пт2} = I_{п02} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6 \cdot (x_1 + x_2)}. \quad (4.13)$$

$$I_{k.2} = I_{п.т.2} = I_{п.02} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37 \cdot (0,91 + 4,79)} = 2,7 \text{ кА.}$$

Выполненные расчёты по выражениям (4.9) – (4.13) с целью определения токов короткого замыкания в характерных точках схемы внешнего электроснабжения предприятия (рисунок 4.3), в зависимости от класса напряжения представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Расчет токов короткого замыкания

$U_n,$ В	$S_6,$ МВ·А	$U_6,$ кВ	$S_{кз},$ МВ·А	$x_1,$ о.е.	$x_2,$ о.е.	$I_{к1},$ кА	$I_{к2},$ кА	$i_{уд.1},$ кА	$i_{уд.2},$ кА
35 000	1000	37	1100	0,91	4,79	17,2	2,7	41,8	7,0
110 000	1000	115	2700	0,37	0,53	13,6	5,6	33,0	14,2

При выборе коммутационного и контрольно-измерительного электрооборудования в схеме внешнего электроснабжения предприятия руководствуются следующими критериями [2]:

- величиной номинального напряжения;
- величиной номинального тока;
- отключающей способностью, характеризуемой током отключения номинального значения в виде величины действующего значения периодической составляющей тока отключения;
- возможностью отключения апериодической составляющей тока КЗ $i_{a,\tau}$ в период τ расхождения контактов выключателя;
- термической стойкостью к тепловому импульсу тока короткого замыкания;
- электродинамической стойкостью к токам КЗ.

С учётом обозначенных выше критериев в таблицах 4.4 и 4.5 представим выбор коммутационных аппаратов: выключателей следующих марок ВБЭТ-35Ш-25/630 [13], ВЭБ-110-40/1250 [14] и разъединителей следующих типов РДЗ-35/1000У1 [15], РДЗ-110/1000У1 [15].

Таблица 4.4 – Определение номинальных параметров выключателей 35 и 110 кВ

Критерии выбора [3]	Расчетные величины	Данные по каталогу ВБЭТ-35Ш-25/630 [13]	Расчетные величины	Данные по каталогу ВЭБ-110-40/1250 [14]
$U_{ном} \geq U_{уст};$	$U_{уст} = 35,0 \text{ кВ};$	$U_{ном} = 35,0 \text{ кВ};$	$U_{уст} = 110,0 \text{ кВ};$	$U_{ном} = 110,0 \text{ кВ};$
$I_{ном} \geq I_{max};$	$I_{max} = 312,0 \text{ А};$	$I_{ном} = 630,0 \text{ А};$	$I_{max} = 104,0 \text{ А};$	$I_{ном} = 1250,0 \text{ А};$
$I_{отк.ном} \geq I_{п,\tau};$	$I_{п,0} = 17,2 \text{ кА};$	$I_{отк} = 25,0 \text{ кА};$	$I_{п,0} = 13,6 \text{ кА};$	$I_{отк} = 40,0 \text{ кА};$
$i_{a,ном} \geq i_{a,\tau};$	$i_{a,\tau} = 7,0 \text{ кА};$	$i_{a,ном.} = 14,1 \text{ кА};$	$i_{a,\tau} = 5,5 \text{ кА};$	$i_{a,ном.} = 22,6 \text{ кА};$
$I_{пр.скв.} \geq I_{п,0};$	$I_{п,0} = 17,2 \text{ кА};$	$I_{пр.скв} = 25,0 \text{ кА};$	$I_{п,0} = 13,6 \text{ кА};$	$I_{пр.скв} = 40,0 \text{ кА};$
$i_{пр.скв.} \geq i_{дин.};$	$i_y = 41,8 \text{ кА};$	$i_d = 63,0 \text{ кА};$	$i_y = 33,0 \text{ кА};$	$i_d = 102,0 \text{ кА};$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k \cdot B_k = 677,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$		$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 420,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 4.5 – Определение номинальных параметров разъединителей 35 и 110 кВ

Критерии выбора [3]	Расчетные величины	Данные по каталогу РДЗ-35/1000У1 [15]	Расчетные величины	Данные по каталогу РДЗ-110/1000У1 [15]
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$;	$U_{\text{уст}} = 35,0 \text{ кВ}$;	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$;	$U_{\text{уст}} = 110,0 \text{ кВ}$;	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$;
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$;	$I_{\text{max}} = 312,0 \text{ А}$;	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$;	$I_{\text{max}} = 104,0 \text{ А}$;	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$;
$i_{\text{пр.скв.}} \geq i_{\text{дин.}}$;	$i_y = 41,8 \text{ кА}$;	$i_d = 50 \text{ кА}$;	$i_y = 33,0 \text{ кА}$;	$i_d = 100 \text{ кА}$;
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_k$;	$B_k = 677,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$;	$B_k = 420,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Для реализации учёта электрической энергии, посредством приборов учёта марки СЭТ-4ТМ.03М [16], на стороне высокого напряжения ГПП проектом предусматривается установка измерительных трансформаторов напряжения НАМИ-35У1 [17] и ЗНОГ-110У1 [18] в зависимости от класса напряжения рассматриваемой схемы внешнего электроснабжения.

С целью защиты электрооборудования ГПП от грозовых и коммутационных перенапряжений приняты к установке ограничители перенапряжений следующих марок ОПН-П-35/40,5, ОПН-П-110/56, ОПН-П-110/88 [19] в зависимости от класса напряжения рассматриваемой схемы внешнего электроснабжения.

4.3 Выбор величины оптимального напряжения внешнего электроснабжения по технико-экономическим параметрам

Методика выбора величины оптимального напряжения внешнего электроснабжения сводится к определению годовых приведенных затрат для рассматриваемых вариантов схем внешнего электроснабжения классами 35 кВ и 110 кВ. В ходе технико-экономического сравнения учитывается стоимость электрооборудования непосредственно принятого к установке по проекту, а также стоимость потерь электрической энергии в силовых трансформаторах и линиях электропередачи, определенных ранее в п.4.1.

Величина годовых приведенных затрат определяется по формуле [2]:

$$Z = \sum_i^n E_{\text{н.и}} \cdot k_i + C_3, \quad (4.14)$$

где C_3 – стоимость годовых потерь электроэнергии, тыс.руб/год;

k_i – капитальные затраты i -ой группы электроприемников, тыс.руб.

Величина ежегодных отчислений от капиталовложений

$$E_i = E_{\text{н}} + E_{\text{а.и}} + E_{\text{о.и}}, \quad (4.15)$$

где $E_{\text{н}}$ – нормативный коэффициент эффективности;

$E_{\text{а.и}}, E_{\text{о.и}}$ – отчисления на обслуживание и амортизацию.

Стоимость потерь электрической энергии определяется с учётом предусмотренного на рассматриваемом предприятии двухставочного тарифа

$$C_{\text{э}} = (\Delta A_{\text{т}} + \Delta A_{\text{л}}) \cdot C'_0. \quad (4.16)$$

Удельная стоимость потерь электроэнергии

$$C'_0 = \delta \left(\frac{\alpha_{\text{Г}} \cdot K_{\text{М}}}{\tau} + \beta \right), \quad (4.17)$$

где β – дополнительная ставка за потреблённую электрическую энергию, руб/кВт·ч [20];

$\alpha_{\text{Г}}$ – основная ставка за заявленную максимальную годовую мощность, руб/(кВт·год) [20];

$K_{\text{М}}$ – коэффициент, учитывающий отношение потерь активной нагрузки завода $\Delta P_{\text{э}}$ во время максимальной активной мощности генерирующей системы к наибольшим потерям $\Delta P_{\text{М}}$ активной нагрузки рассматриваемого предприятия;

δ – поправочный коэффициент;

Составляющие двухставочного тарифа определяются по формулам

$$\alpha_{\text{Г}} = 12 \cdot (\alpha_{\text{ГЕН}} + \alpha_{\text{СЕТ}}), \quad (4.18)$$

$$\beta = \beta_{\text{ГЕН}} + \beta_{\text{СЕТ}}, \quad (4.19)$$

где $\alpha_{\text{ГЕН}}, \beta_{\text{ГЕН}}$ – составляющие тарифа, компенсирующие энергосистеме затраты на генерацию электроэнергии;

$\alpha_{\text{СЕТ}}, \beta_{\text{СЕТ}}$ – составляющие тарифа, компенсирующие затраты энергосистеме на передачу электроэнергии по её собственным сетям .

Результаты расчетов удельной стоимости потерь электроэнергии, выполненные по выражениям (4.17) – (4.19) представлены в таблице 4.7.

Таблица 4.7

$U_{\text{НОМ}},$ кВ	$K_{\text{М}}$	δ	$\alpha_{\text{СЕТ}},$ руб/кВт	$\alpha_{\text{ГЕН}},$ руб/кВт	$\beta_{\text{СЕТ}},$ руб/кВт·ч	$\beta_{\text{ГЕН}},$ руб/кВт·ч	$\alpha_{\text{Г}},$ руб/кВт·год	$\beta,$ руб/кВт·ч	$C'_0,$ руб/кВт·ч
35	1	1,05	908,08	570,45	0,09925	1,01787	17742,36	1,11710	7,97
110	1	1,03	719,76	570,45	0,06677	1,01787	15482,52	1,08464	6,93

Выполненные расчёты по выражениям (4.14) – (4.19) с целью определения приведенных годовых затрат для схем внешнего электроснабжения предприятия, в зависимости от класса напряжения представлены в таблицах 4.8, 4.9. Стоимость показатели, представленные в [21], приняты с учетом коэффициента инфляция ($K_{\text{инф}}=1,58$) на 2019 год по отношению к 2012 году [22].

Таблица 4.8 – Определение технико-экономические параметры для схемы внешнего электроснабжения предприятия классом 35 кВ

Тип	Единицы изм.	Количество	Стоимость ед. тыс. руб	k_i , тыс.руб	$E_{н.и}$, 1/год	$k_i \cdot E_{н.и}$, тыс.руб/год	ΔA кВтч/год	C_{ε} , тыс.руб/год	$Z_{г.пр}$, тыс.руб / год
Разъединитель горизонтально-поворотный РДЗ1-35, 1000 А	шт	8	105	840	0,193	162			
Разъединитель горизонтально-поворотный РДЗ2-35, 1000А	шт	4	115	460	0,193	89			
Выключатель вакуумный ВБЭТ-35, 630 А.	шт	4	714	2857	0,193	551			
Трансформатор напряжения антирезонансный НАМИ-35	шт	2	220	440	0,193	85			
Ограничитель перенапряжений ОПН-П-35/40,5	шт	12	18	216	0,193	42			
Силовой трансформатор ТРДНС-32000/35	шт	2	8794	17589	0,193	3395	495304	3946	
Линия электропередачи 2хАС-3х(150/24) на ж/б опорах	км	16	2049	32783	0,152	4983	1288171	10262	
Итого				55184		9306	1783474	14208	23514

Таблица 4.9 – Определение технико-экономические параметры для схемы внешнего электроснабжения предприятия классом 110 кВ

Тип	Ед. изм.	Кол-во	Ст-сть единицы тыс.руб	k_i , тыс.руб	E_i , 1/год	$k_i \cdot E_i$, тыс.руб/год	Потери ΔA кВтч/год	C_{ε} , тыс.руб/год	Прив. затр., тыс.руб / год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Разъединитель горизонтально-поворотный РДЗ1-110, 1000 А	шт	8	180	1440	0,193	278			
Разъединитель горизонтально-поворотный РДЗ2-110 1000 А	шт	4	188	752	0,193	145			

Продолжение таблицы 4.9

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Выключатель с элегазовой изоляцией ВЭБ-110, 1250 А	шт	4	10728	42913	0,193	8282			
Ограничитель перенапряжений ОПН-П-110/88	шт	12	42	504	0,193	97			
Ограничитель перенапряжений ОПНН-П-110/56	шт	2	38	76	0,193	15			
Заземляющий нож ЗОН-110М	шт	2	75	150	0,193	29			
Трансформатор напряжения с элегазовой изоляцией ЗНОГ-110У1	шт	6	543	3258	0,193	629			
Силовой трансформатор ТРДН-32000/110У1	шт	2	11196	22392	0,193	4322	515679	3575	
Линия электропередачи 2хАС-3х(95/16) на ж/б опорах	км	16	2658	42526	0,152	6464	302133	2095	
Итого				114010		20260	817811	5669	25930

Разница в годовых приведённых затратах для рассматриваемых вариантов составляет

$$(25930 - 23514) \cdot 100\% / 25930 = 9,3 \%$$

Так как разница в приведенных затратах не превышает 15%, то принято решение осуществлять внешнее электроснабжение рассматриваемого предприятия на напряжении 110 кВ, так как данный вариант имеет ряд преимуществ по сравнению с вариантом на 35 кВ: выше величина номинального напряжения; меньшее расходование проводов ВЛ; возможность перспективного развития электрических сетей предприятия.

Выводы по разделу четыре

Выбрана величина номинального напряжения схемы внешнего электроснабжения рассматриваемого завода равная 110 кВ по результатам сравнения величин приведенных затрат для двух классов напряжений номиналами 35 кВ и 110 кВ. Схема внешнего электроснабжения выполнена по схеме 110-4Н с применением коммутационного и контрольно-измерительного оборудования с элегазовой изоляцией, а также предусмотрена возможность учёта электрической энергии на стороне 110 кВ посредством предустановленного трансформатора напряжения ЗНОГ-110 У1.

5 ОСОБЕННОСТИ СХЕМЫ ВНУТРИЗАВОДСКОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ. ВЫБОР КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ

Разработка схемы внутризаводского электроснабжения выполняется в полном соответствии с Нормами технологического проектирования НТП ЭПП-94 [23]. Распределительная сеть 10 кВ выполняется по смешанной схеме, с приоритетом к магистральному типу соединения цеховых трансформаторных подстанция, в тех случаях когда они располагаются в попутном направлении с соблюдением требований по допустимому количеству и установленной мощности трансформаторов, подключаемых к одной магистральной линии: до 3-х трансформаторов единичной мощностью 1000 кВ·А или до 2-х трансформаторов 1600 кВ·А [23, п.6.3].

На подстанции предприятия приняты к установке трансформаторы ТРДН-32000/110/10/10 с расщеплённой обмоткой, что даёт возможность разделить специфическую нагрузку (в числе тиристорных преобразователей частоты, индукционных установок и дуговых сталеплавильных печей) со «спокойной» нагрузкой (цеховые трансформаторные подстанции) по разным секциям сборных шин 10 кВ [23, п.6.3.13.3] с целью повышения качества электрической энергии.

Внутризаводская распределительная сеть 10 кВ выполняется посредством кабельных линий, преимущественно располагаемых в траншеях. Марка кабеля выбирается с учётом заданных характеристик грунта, таких как: низкая коррозионная активность с наличием блуждающих токов, но отсутствием растягивающих усилий и напряжений. Нивелировать внешнее воздействие негативных факторов грунта позволяют кабели типа АПвП-10 – с алюминиевой жилой (А), фазной изоляцией из сшитого полиэтилена (Пв), наружной оболочкой из полиэтилена (П) [23]. Выбор сечения кабельных линий напряжением 10 кВ выполняется в следующей последовательности: сначала определяется экономически целесообразное сечение КЛ по экономической плотности тока (согласно требований ПУЭ [11]), после чего выбранное сечение проверяется по допустимому току в аварийных режимах работы, по величине допустимой потери напряжения, а также на термическую стойкость после определения величин максимальных токов короткого замыкания. Величина экономически целесообразного сечения КЛ с учетом принятого значения экономической плотности ($j_э=1,7$ А/мм² [11, табл.1.3.36]), исходя из специфики производства предприятия (принятого значения $T_m=4355$ ч/год) и изоляцией кабелей из сшитого полиэтилена, определяется по выражению

$$F_{э.кл} = I_{р.кл} / j_э, \quad (5.1)$$

где $I_{р.кл}$ – расчётный ток кабельной линии, А.

Величина расчетного тока кабельной линии может быть определена по формуле

$$I_{р.кл} = \frac{1}{N_T \cdot n} \cdot \frac{\sqrt{(P_p + \Delta P_T)^2 + (Q_1 + \Delta Q_T)^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}, \quad (5.2)$$

где P_p – расчетная активная мощность цеховой трансформаторной подстанции, кВт;
 Q_1 – расчетная реактивная мощность цеховой трансформаторной подстанции, квар;
 N_T – количество трансформаторов в цеховой трансформаторной подстанции, шт.
 ΔP_T – потери активной мощности в трансформаторах цеховой трансформаторной подстанции, кВт;
 n – количество цеховых трансформаторных подстанций, шт;
 ΔQ_T – потери реактивной мощности в трансформаторах цеховой трансформаторной подстанции, квар.

В качестве примера рассмотрим кабельную линию, по которой осуществляется электропитание цеховой трансформаторной подстанции ТП-2, с учетом выражений (5.1) – (5.2)

$$I_{p.кл.2} = \frac{1}{2} \cdot \frac{\sqrt{234^2 + 177^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} + \frac{1}{2} \cdot \frac{\sqrt{474^2 + 319^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 25 \text{ А.}$$

$$F_{э.кл.2} = \frac{25}{1,7} = 15 \text{ мм}^2.$$

Заводом-изготовителем [24] выпускаются трехжильные кабели 10 кВ минимальным стандартным сечением равным $F_{min.ст} = 50 \text{ мм}^2$. Окончательно принимается стандартное сечение КЛ из условия $\max(F_{э.кл}; F_{min.ст})$. Значит выбираем кабель марки АПвП-10(3x50) со следующими техническими характеристиками: $r_{уд.кл} = 641 \text{ мОм/км}$, $x_{уд.кл} = 104 \text{ мОм/км}$, $I_{доп.кл} = 156 \text{ А}$.

Величина номинального тока кабельной линии корректируется в соответствии с поправочными коэффициентами [11]: на число кабелей одновременно располагаемых в траншее ($K_{п.кл}$), на температуру ($K_{т.кл}$)

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

где n_k – число цепей КЛ, шт.

Проверка работоспособности КЛ в послеаварийном режиме в случае отключения одной из цепей выполняется по условию

$$I'_{а.кл} \geq \frac{I_{а.кл}}{n_{кл}}. \quad (5.4)$$

Величина расчетного тока, протекающего по кабельной линии в аварийном режиме работы, определяется по формуле

$$I_{а.кл} = 2 \cdot I_{p.кл}. \quad (5.5)$$

Допустимый ток кабельной линии в периоды отключения одной из цепей КЛ определяется с учетом коэффициента перегрузки КЛ ($K_{а.кл}$), значения которого выбираются по каталогу завода-производителя [24]

$$I'_{а.кл} = K_{а.кл} \cdot I_{доп.кл.ф}, \quad (5.6)$$

Выполним проверку кабельной линии (ГПП-ТП2) по току перегрузки в аварийном режиме работы, руководствуясь формулами (5.4) – (5.6).

$$I_{доп.кл.ф.2} = 0,85 \cdot 1,00 \cdot 156 = 133 > \frac{25}{1} = 25 \text{ А.}$$

$$I_{а.кл.2} = 2 \cdot 25 = 50 \text{ А.}$$

$$I'_{а.кл.2} = 1,17 \cdot 133 = 155 \text{ А.}$$

Откуда видно, что условие (5.4) соблюдено.

Величина расчетной потери напряжения в КЛ не должна превышать допустимый предел в 5%, устанавливаемый ПУЭ [11]

$$\Delta U_{кл} = \frac{P_{р.кл} \cdot r_{уд.кл} \cdot L_{кл} + Q_{р.кл} \cdot x_{уд.кл} \cdot L_{кл}}{n_{кл} \cdot U_{ном}^2} \cdot 100\% \leq 5\%, \quad (5.7)$$

$$\Delta U_{кл.2} = \frac{354 \cdot 10^3 \cdot 0,641 \cdot 0,072 + 248 \cdot 10^3 \cdot 0,104 \cdot 0,072}{(10 \cdot 10^3)^2} \cdot 100\% = 0,04 < 5\%.$$

Условие (5.7) справедливо.

Аналогичные действия по формулам (5.1) – (5.7) выполняются при выборе кабельных линий, представленных в таблице 5.1. Дальнейшая корректировка сечений КЛ на предмет соответствия термически устойчивым сечениям ($F_{т.кл}$) будет выполнена после определения токов КЗ.

Выводы по разделу пять

Для реализации схемы внутреннего электроснабжения напряжением 10 кВ приняты к установке кабели типа АПвП-10, а для напряжения 0,4 кВ – кабели марки АПвБШв-1. Внутривзаводская схема выполнена посредством магистрального и радиального подключения цеховых трансформаторных подстанций.

Таблица 5.1 – Выбор кабельных линий для реализации внутривозводской системы электроснабжения завода металлургических машин

Кабельные линии	P _{р.кл.} , кВт	Q _{р.кл.} , квар	S _{р.кл.} , кВ·А	I _{р.кл.} , А	F _{э.кл.} , мм ²	F _{т.кл.} , мм ²	F _{ст.кл.} , мм ²	Тип и количество кабелей	Способ прокладки	Нагрузка на кабель, А		I _{доп.кл.} , А	K _{п.кл.}	K _{т.кл.}	Γ _{доп.кл.} , А	K _{а.кл.}	Γ _{а.кл.} , А	L _{кл.} , км	Γ _{уд.кл.} , Ом/км	X _{уд.кл.} , Ом/км	Δu _{кл.} , %
										в нормальном режиме	в послеаварийном режиме										
Кабельные линии напряжением 10 000 В																					
ТПП-ТП5	992	636	1179	68	40	95	95	2хАПвП-10 (3х95/50)	в траншее	68	136	233	0,85	1,00	198	1,17	232	0,073	0,320	0,092	0,05
ТП5-ТП6	384	246	456	26	15	95	95	2хАПвП-10 (3х95/50)	в траншее	26	53	233	0,85	1,00	198	1,17	232	0,086	0,320	0,092	0,03
ТП6-ТП1	153	70	168	10	6	95	95	2хАПвП-10 (3х95/50)	в траншее	10	19	233	0,93	1,00	217	1,17	254	0,082	0,320	0,092	0,01
ТПП-ТП2	354	248	433	25	15	95	95	2хАПвП-10 (3х95/50)	в траншее	25	50	233	0,85	1,00	198	1,17	232	0,072	0,320	0,092	0,02
ТП2-ТП8	237	160	286	17	10	95	95	2хАПвП-10 (3х95/50)	в траншее	17	33	233	0,90	1,00	210	1,17	245	0,224	0,320	0,092	0,04
ТПП-ТП3	470	264	539	31	18	95	95	АПвП-10 (3х95/50)	в траншее	31	-	233	0,86	1,00	200	-	-	0,424	0,320	0,092	0,15
ТПП-ТП4	328	321	459	26	16	95	95	2хАПвП-10 (3х95/50)	в траншее	26	52	233	0,86	1,00	200	1,17	234	0,456	0,320	0,092	0,12
ТПП-ТП7	671	254	717	41	24	95	95	2хАПвП-10 (3х95/50)	в траншее	41	83	233	0,87	1,00	203	1,17	237	0,078	0,320	0,092	0,04
ТПП-ТП9	698	409	809	47	27	95	95	2хАПвП-10 (3х95/50)	в траншее	47	93	233	0,86	1,00	200	1,17	234	0,202	0,320	0,092	0,11
ТП9-ТП10	349	205	405	23	14	95	95	2хАПвП-10 (3х95/50)	в траншее	23	47	233	0,93	1,00	217	1,17	254	0,068	0,320	0,092	0,02
ТПП-ТП11	815	400	908	52	31	95	95	2хАПвП-10 (3х95/50)	в траншее	52	105	233	0,85	1,00	198	1,17	232	0,222	0,320	0,092	0,13
ТП11-ТП12	408	200	454	26	15	95	95	2хАПвП-10 (3х95/50)	в траншее	26	52	233	0,93	1,00	217	1,17	254	0,054	0,320	0,092	0,02
ТПП-ТП13	1685	896	1909	110	65	95	95	2хАПвП-10 (3х95/50)	в траншее	110	220	233	0,86	1,00	200	1,17	234	0,072	0,320	0,092	0,09
ТП13-ТП14	1115	448	1202	69	41	95	95	2хАПвП-10 (3х95/50)	в траншее	69	139	233	0,86	1,00	200	1,17	234	0,046	0,320	0,092	0,04
ТП14-ТП15	545	869	1026	59	35	95	95	2хАПвП-10 (3х95/50)	в траншее	59	118	233	0,86	1,00	200	1,17	234	0,102	0,320	0,092	0,05
ТПП-ИУ	630	390	741	43	25	120	120	АПвП-10 (3х120/50)	в траншее	43	-	265	0,85	1,00	225	-	-	0,108	0,253	0,089	0,04
ТПП-СД	630	-305	700	40	24	50	50	АПвП-10 (3х50/25)	в траншее	40	-	156	0,85	1,00	133	-	-	0,076	0,641	0,104	0,06
ТПП-ДСП	2000	2667	3333	192	113	120	120	АПвП-10 (3х120/50)	в траншее	192	-	265	0,87	1,00	231	-	-	0,048	0,253	0,089	0,07
ТПП-ТПЧ	1250	938	1563	90	53	120	120	АПвП-10 (3х120/50)	в траншее	90	-	265	0,85	1,00	225	-	-	0,162	0,253	0,089	0,13
Кабельные линии напряжением 400 В																					
ТП2-РПН1	53	41	67	96	-	-	35	АПвБШв-1 (4х35)	в траншее	48	-	146	0,90	1,00	131	-	-	0,116	0,868	0,075	3,54
ТП4-РПН2	180	166	245	354	-	-	240	АПвБШв-1 (4х240)	в траншее	354	-	397	0,93	1,00	369	-	-	0,058	0,125	0,069	0,62
ТП4-РПН3	35	46	58	84	-	-	25	АПвБШв-1 (4х25)	в траншее	84	-	104	0,93	1,00	97	-	-	0,037	1,200	0,069	1,05
ТП12-РПН4	190	63	201	289	-	-	185	АПвБШв-1 (4х185)	в траншее	289	-	317	1,00	1,00	317	-	-	0,067	0,164	0,069	1,49

6 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

С целью выбора электрооборудования схемы внутриводского электропитания и его последующей проверки и на термическую электродинамическую стойкость к токам короткого замыкания, а также выполнение выбора уставок релейной защиты и автоматики произведем расчет токов короткого замыкания в максимальных режимах сети. К такому режиму относится состояние системы электроснабжения, когда один из силовых трансформаторов ГПП отключен и все потребители запитаны посредством секционного выключателя. Принципиальную электрическую схему для определения токов короткого замыкания представим на рисунке 6.1.

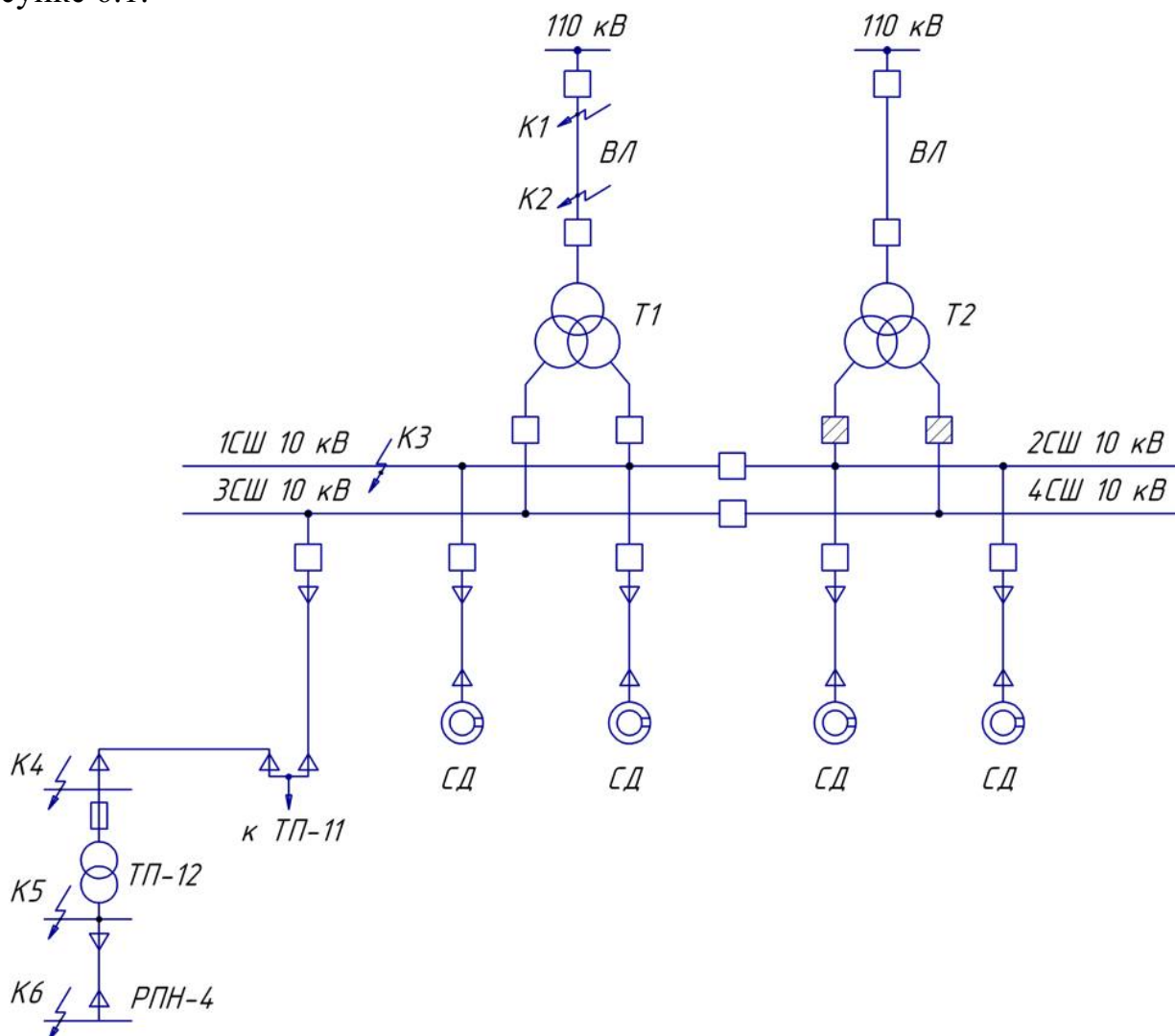


Рисунок 6.1 – Схема для расчетов токов короткого замыкания

Расчёт токов КЗ производим в следующих точках:

- K_1 и K_2 – в схеме внешнего электроснабжения предприятия;
- K_3 – на сборных шинах 10 кВ главной понизительной подстанции;
- K_4 – на шинах 10 кВ цеховой трансформаторной подстанции ТП-12.
- K_5 – на шинах 0,4 кВ цеховой трансформаторной подстанции ТП-12.
- K_6 – на сборных шинах 10 РПН-4

Наличие в составе электроприёмников синхронных двигателей необходимо учитывать при определении токов короткого замыкания в точке К₃. При нахождении величины тока короткого замыкания в точке К₄ влияние синхронных двигателей учитываться не будет, а в качестве источника питания будет выступать только энергосистема.

Для наглядности определения токов короткого замыкания на основе принципиальной электрической схемы, изображенной на рисунке 6.1, представим схему замещения, в которой все элементы сети будут заменены их эквивалентными сопротивлениями. Схема замещения представлена на рисунке 6.2.

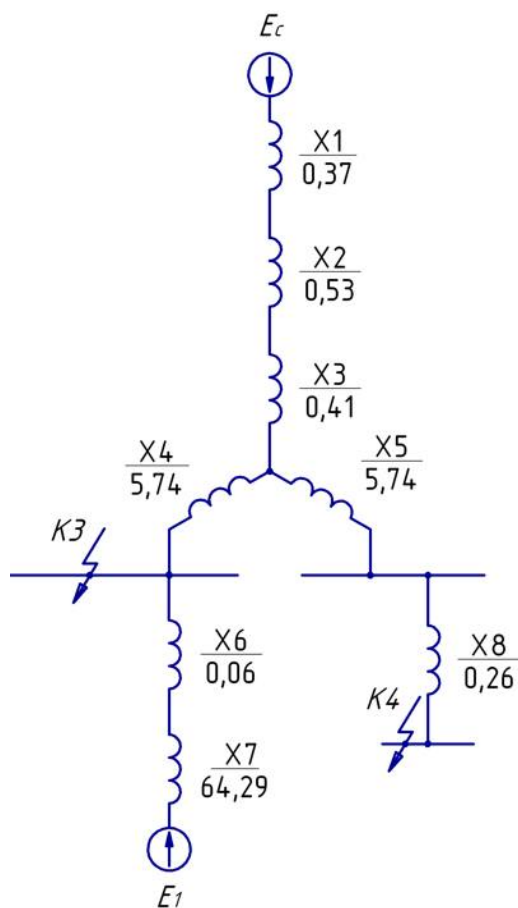


Рисунок 6.2 – Схема замещения для расчета токов КЗ в точке К₃

Эквивалентные сопротивления, представленные на рисунке 6.2 определяются в относительных единицах, с учётом заданной базисной мощности 1000 МВ·А и базисного напряжения ступени системы электроснабжения, на которой производится определение токов короткого замыкания.

Эквивалентное сопротивление генерирующей системы

$$x_1 = x_c = \frac{S_{б}}{S_{3ф}}, \quad (6.1)$$

где $S_{3ф}$ – максимальная мощность трёхфазного КЗ на шинах энергосистемы, МВ·А.

$$x_1 = x_c = \frac{1000}{2700} = 0,37 \text{ о.е.}$$

Эквивалентное сопротивление линии электропередачи

$$x_2 = x_{\text{вл}} = x_{\text{уд.вл}} \cdot L_{\text{вл}} \cdot S_{\text{б}} / U_{\text{ср.1}}^2, \quad (6.2)$$

где $U_{\text{ср.1}}$ – среднее напряжение воздушной линии, В;

$L_{\text{вл}}$ – длина ВЛ, км;

$x_{\text{уд.вл}}$ – удельное реактивное сопротивление ВЛ, Ом/км;

$S_{\text{б}}$ – базисная мощность, В·А.

$$x_2 = x_{\text{вл}} = 0,44 \cdot 16,0 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,53 \text{ о.е.}$$

Эквивалентное сопротивление силового трансформатора

$$x_{\text{т}} = \frac{U_{\text{кз}}}{100} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{т.ном.}}}, \quad (6.3)$$

где $U_{\text{кз}}$ – напряжение короткого замыкания, %;

$S_{\text{т.ном.}}$ – номинальная мощность трансформатора, МВ·А.

$$x_{\text{т}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{32} = 3,28 \text{ о.е}$$

Эквивалентное сопротивление обмотки ВН

$$x_3 = 0,125 \cdot x_{\text{т}}. \quad (6.4)$$

$$x_3 = 0,125 \cdot 3,28 = 0,41 \text{ о.е.}$$

Эквивалентное сопротивление обмотки НН

$$x_4 = x_5 = 1,75 \cdot x_{\text{т}}. \quad (6.5)$$

$$x_4 = x_5 = 1,75 \cdot 3,28 = 5,74 \text{ о.е.}$$

Эквивалентное сопротивление КЛ

$$x_{\text{кл}} = \frac{1}{n_{\text{кл}}} \cdot x_{\text{уд.кл}} \cdot L_{\text{кл}} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{ср.2}}^2}, \quad (6.6)$$

где $L_{\text{кл}}$ – протяженность КЛ, км;

$x_{\text{уд.кл}}$ – удельное реактивное сопротивление КЛ, Ом/км;

$U_{\text{ср.2}}$ – среднее напряжение КЛ, кВ;

$n_{\text{кл}}$ – количество цепей в КЛ, шт.

$$x_6 = \frac{1}{1} \cdot 0,104 \cdot 0,076 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,07 \text{ о.е.}$$

По формуле (6.6) выполняется расчет эквивалентных сопротивлений кабельных линий, представленных на рисунке 6.2, а результаты выполненных расчетов фиксируются в таблицу 6.1.

Таблица 6.1 – Определение эквивалентных сопротивлений КЛ

	x_6	x_8
$x_{\text{уд.кл}}, \text{ Ом/км}$	0,104	0,104
$L, \text{ км}$	0,076	0,276
$x, \text{ о.е.}$	0,07	0,26

Эквивалентное сопротивление синхронных электродвигателей

$$x_{\text{дв.}} = \frac{1}{n_{\text{дв.}}} \cdot \frac{1}{I_{\text{п.дв.}}} \cdot \frac{S_6 \cdot \cos \varphi \cdot \eta}{P_{\text{дв.}}}, \quad (6.7)$$

где $I_{\text{п.дв.}}$ – величина кратности пускового тока двигателя, о.е.;

$P_{\text{дв.}}$ – номинальная активная мощность электродвигателя, кВт.

$$x_7 = \frac{1}{4} \cdot \frac{1}{5} \cdot \frac{1000 \cdot 10^3 \cdot 0,9 \cdot 0,9}{630} = 64,29 \text{ о.е.}$$

Путем комплексного преобразования эквивалентных сопротивлений элементов системы электроснабжения, представленных на рисунке 6.2, изобразим схему замещения для определения тока короткого замыкания в точке K_3 (рисунок 6.3).

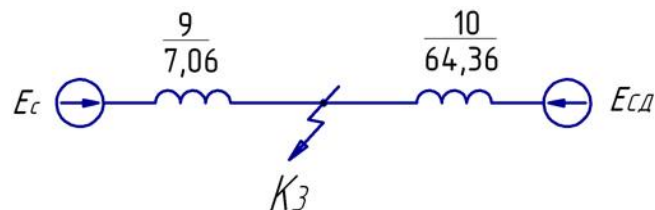


Рисунок 6.3 – Схема замещения для расчета токов КЗ в точке K_3

Эквивалентные сопротивления элементов сети, изображенных на схеме замещения, представленной на рисунке 6.3, найдём по формулам

$$x_9 = x_1 + x_2 + x_3 + x_4. \quad (6.8)$$

$$x_{10} = x_6 + x_7. \quad (6.9)$$

$$x_9 = 0,37 + 0,53 + 0,41 + 5,74 = 7,06.$$

$$x_{10} = 0,07 + 64,29 = 64,36.$$

Величина базисного тока определяется по формуле

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6}, \quad (6.10)$$

$$I_6 = \frac{1000 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55 \text{ кА.}$$

Начальные значения сверхпереходного тока для каждого присоединения определяются по выражениям

$$I_c = \frac{E_c}{x_9} \cdot I_6. \quad (6.11)$$

$$I_{сд} = \frac{E_{сд}}{x_{10}} \cdot I_6. \quad (6.12)$$

$$I_c = \frac{1}{7,06} \cdot 55 = 7,8 \text{ кА.}$$

$$I_{сд} = \frac{1,1}{64,36} \cdot 55 = 0,9 \text{ кА.}$$

Путём сложения сверхпереходных токов каждого присоединения определим величину начального значения тока КЗ в точке К₃ по формуле

$$I_{кз3/0} = I_c + I_{сд}. \quad (6.13)$$

$$I_{кз3/0} = 7,8 + 0,9 = 8,7 \text{ кА.}$$

Ударный ток КЗ можно определить из выражения

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_k, \quad (6.14)$$

где $k_{уд}$ – величина ударного коэффициента [3].

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,92 \cdot 8,7 = 23,7 \text{ кА.}$$

Теперь возможно рассчитать мощность КЗ в точке К₃

$$S_{к.з.3} = \sqrt{3} \cdot U_6 \cdot I_k. \quad (6.15)$$

$$S_{к.з.3} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 8,7 = 159 \text{ МВ} \cdot \text{А.}$$

Величина тока двухфазного короткого замыкания в точке К₃ определяется из условия

$$I_{кз3}^{(2)} = \frac{S_{кз3}}{2 \cdot U_{cp}}. \quad (6.16)$$

$$I_{кз3}^{(2)} = \frac{159}{2 \cdot 10,5} = 7,6 \text{ кА.}$$

Выполним расчёт тока КЗ в точке К₄.

Суммарное эквивалентное индуктивное сопротивление определяется по схеме замещения, представленной на рисунке 6.2, руководствуясь формулой

$$x_{\Sigma 4} = x_9 + x_8. \quad (6.17)$$

$$x_{\Sigma 4} = 7,06 + 0,26 = 7,32.$$

Полное эквивалентное сопротивление определяется по схеме замещения, представленной на рисунке 6.2, руководствуясь формулой

$$z_{\Sigma} = \sqrt{r_{\Sigma}^2 + x_{\Sigma}^2}. \quad (6.18)$$

$$z_{\Sigma} = \sqrt{0^2 + 7,32^2} = 7,32.$$

Мощность трехфазного КЗ в точке К₄ возможно определить из формулы

$$S_{кз4} = \frac{S_6}{z_4}. \quad (6.19)$$

$$S_{кз4} = \frac{1000}{7,32} = 136,7 \text{ МВА.}$$

Величина ток трехфазного КЗ в точке К₄ определяется по формуле

$$I_{к4} = \frac{S_{к4}}{\sqrt{3} \cdot U_6}. \quad (6.20)$$

$$I_{к4} = \frac{136,7 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 7,5 \text{ кА.}$$

Ударный ток КЗ в точке К₄

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_k, \quad (6.21)$$

где $k_{уд}$ – величина ударного коэффициента [3].

$$i_{уд4} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 7,5 = 17,0 \text{ кА.}$$

Величина тока двухфазного короткого замыкания в точке К₃ определяется из условия

$$I_{кз4}^{(2)} = \frac{S_{кз4}}{2 \cdot U_{cp}}. \quad (6.22)$$

$$I_{кз4}^{(2)} = \frac{136,7}{2 \cdot 10,5} = 6,5 \text{ кА.}$$

Выполним определение токов КЗ за трансформатором ТП-12 на стороне низкого напряжения. На рисунке 6.4 представим схему замещения с целью определения токов короткого замыкания в точках К₅ и К₆.

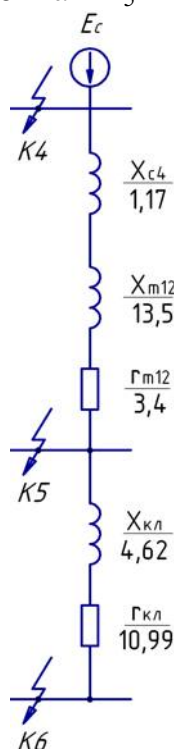


Рисунок 6.4 – Схема замещения для определения токов КЗ в точках К₅ и К₆

Величина действующего значения периодической составляющей 3-фазного тока короткого замыкания определяется по выражению

$$I_k = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{r_{\Sigma}^2 + x_{\Sigma}^2}}, \quad (6.23)$$

где r_{Σ} – величина суммарного активного сопротивления прямой последовательности цепи короткого замыкания, Ом;

x_{Σ} – величина суммарного реактивного сопротивления прямой последовательности цепи короткого замыкания, Ом;

Величина сопротивления генерирующей системы определяется по формуле

$$x_c = \frac{U_{cp}^2}{S_{к.з.}} \quad (6.24)$$

$$x_{c4} = \frac{400^2}{136,7 \cdot 10^6} = 1,17 \text{ мОм.}$$

В таблице 6.2 представим величины активного и индуктивного сопротивления трансформатора ТМГ-630, приведенные на сторону низкого напряжения.

Таблица 6.2 – Величины сопротивления трансформатора ТМГ-630

S _{нт} , кВ·А	Соединение обмоток	U _к , %	Сопротивления прямой последовательности		
			r _т , мОм	X _т , мОм	Z _т , мОм
630	Д/Y ₀	5,5	3,4	13,5	14,0

Величины сопротивлений КЛ, питающей низковольтный распределительный пункт РПН-1, определяются по следующим формулам

$$r_{кл} = \frac{1}{n_{кл}} \cdot r_{уд.кл} \cdot L_{кл}, \quad (6.25)$$

$$x_{кл} = \frac{1}{n_{кл}} \cdot x_{уд.кл} \cdot L_{кл}, \quad (6.26)$$

где r_{уд.кл} и x_{уд.кл} – величины удельных активного и реактивного сопротивлений

КЛ, мОм/м;

L_{кл} – длина КЛ, м;

n_{кл} – число КЛ, шт.

$$r_{кл} = \frac{1}{1} \cdot 0,164 \cdot 67 = 10,99 \text{ мОм.}$$

$$x_{кл} = \frac{1}{1} \cdot 0,069 \cdot 67 = 4,62 \text{ мОм.}$$

Величины суммарных активных сопротивлений до точек К₅ и К₆

$$r_{\Sigma 5} = r_{т12} = 3,4 \text{ мОм.}$$

$$r_{\Sigma 6} = r_{т12} + r_{кл}. \quad (6.27)$$

$$r_{\Sigma 6} = 3,4 + 10,99 = 14,39 \text{ мОм.}$$

Величины суммарных индуктивных сопротивлений до точек К₅ и К₆

$$X_{\Sigma 5} = X_{c4} + X_{T12} \cdot \quad (6.28)$$

$$X_{\Sigma 6} = X_{c4} + X_{T12} + X_{кл} \cdot \quad (6.29)$$

$$X_{\Sigma 5} = 1,17 + 13,5 = 14,67 \text{ мОм.}$$

$$X_{\Sigma 6} = 1,17 + 13,5 + 4,62 = 19,29 \text{ мОм.}$$

Величины полного сопротивления до точек К₅ и К₆

$$Z_{\Sigma 5} = \sqrt{3,4^2 + 14,67^2} = 15,06 \text{ мОм.}$$

$$Z_{\Sigma 6} = \sqrt{14,39^2 + 19,29^2} = 24,07 \text{ мОм.}$$

Величины тока 3-фазного короткого замыкания в точках К₅ и К₆

$$I_{к.5} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 15,06 \cdot 10^{-3}} = 15,3 \text{ кА.}$$

$$I_{к.6} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 24,07 \cdot 10^{-3}} = 9,6 \text{ кА.}$$

Величина ударного тока КЗ в точках К₅ и К₆

$$i_{уд.5} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 15,3 = 34,7 \text{ кА.}$$

$$i_{уд.6} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 9,6 = 21,7 \text{ кА.}$$

Величина тока двухфазного короткого замыкания в точках К₅ и К₆

$$I_{к.5}^{(2)} = U_{cp} / 2 \cdot Z_{\Sigma 5} \cdot \quad (6.30)$$

$$I_{к.6}^{(2)} = U_{cp} / 2 \cdot Z_{\Sigma 6} \cdot \quad (6.31)$$

$$I_{к.5}^{(2)} = \frac{400}{2 \cdot 15,06 \cdot 10^{-3}} = 13,3 \text{ кА.}$$

$$I_{к.6}^{(2)} = \frac{400}{2 \cdot 24,07 \cdot 10^{-3}} = 8,3 \text{ кА.}$$

Выполненные расчёты по выражениям (6.1) – (6.31) с целью определения токов короткого замыкания в характерных точках системы электроснабжения предприятия (рисунок 6.1), в зависимости от класса напряжения рассматриваемой схемы отображены в таблице 6.3.

Таблица 6.3 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Характерная точка	Среднее напряжение рассматриваемой ступени, кВ	I _{кз.} , кА	i _{уд.} , кА	Максимальная мощность трёхфазного КЗ, МВ·А
1	2	3	4	5
К ₁	115,0	13,6	33,0	2700,0
К ₂	115,0	5,6	14,2	1115,4

Продолжение таблицы 6.3

1	2	3	4	5
K ₃	10,5	8,7	23,7	159,0
K ₄	10,5	7,5	17,0	136,7
K ₅	0,4	15,3	34,7	10,6
K ₆	0,4	9,6	21,7	6,7

Выводы по разделу шесть

Произведён расчет токов короткого замыкания на сборных шинах 10 кВ понижительной подстанции предприятия в сети 0,4 кВ цеховой ТП-12.

7 ПОДБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ВНУТРИЗАВОДСКОЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

7.1 Комплектация ЗРУ-10 кВ

Распределительное устройство 10 кВ выполняется закрытого типа (ЗРУ) и оснащается комплектными ячейками марки К-129 «Оптима» производства компании «Мосэлектроцит» [25]. По своему назначению ячейки К-129 «Оптима» подразделяются на:

- вводные ячейки, укомплектованные вакуумными выключателями VF12-10 и измерительными трансформаторами тока ТЛП-10;
- секционные ячейки, укомплектованные вакуумными выключателями VF12-10 и измерительными трансформаторами тока ТЛП-10;
- ячейки отходящих линий, укомплектованные вакуумными выключателями VF12-10, измерительными трансформаторами тока ТЛП-10 и ограничителями перенапряжений ОПН-10/12;
- измерительные ячейки, укомплектованные антирезонансными трансформаторами напряжения типа НАМИ-10;
- ячейки трансформаторов собственных нужд, укомплектованные трансформаторами марки ТСКС.

7.1.1 Выбор электрооборудования вводных, секционных и ячеек отходящих линий

Расчётные величины и технические характеристики принимаемого к установке коммутационного и измерительного электрооборудования для комплектации вводных, секционных и ячеек отходящих линий К-129 «Оптима» представлено в таблице 7.1

Таблица 7.1 – Комплектация вводных, секционных и ячеек отходящих линий марки К-129 коммутационными и измерительными аппаратами

Тип	$U_{ном}$, кВ	I_{max} , А	$I_{п.0}$, кА	i_y , кА	B_k , кА ² ·с	Марка выключателя [26]	Марка трансформатора тока [27]
1	2	3	4	5	6	7	8
Вводная ячейка	10	1293,2	8,7	23,7	128,1	VF12-10-20/1600 У3	ТЛП-10-1500-0,5/10Р У3
Секционная ячейка	10	905,2	8,7	23,7	104,5	VF12-10-20/1000 У3	ТЛП-10-1000-0,5/10Р У3
Ячейки отходящих кабельных линий 10 кВ							
ГПП-ТП5	10	136	8,7	23,7	59,5	VF12-10-20/630 У3	ТЛП-10-150-0,5/10Р У3
ГПП-ТП2	10	50	8,7	23,7	59,5	VF12-10-20/630 У3	ТЛП-10-50-0,5/10Р У3
ГПП-ТП3	10	31	8,7	23,7	59,5	VF12-10-20/630 У3	ТЛП-10-50-0,5/10Р У3
ГПП-ТП4	10	52	8,7	23,7	59,5	VF12-10-20/630 У3	ТЛП-10-75-0,5/10Р У3
ГПП-ТП7	10	83	8,7	23,7	59,5	VF12-10-20/630 У3	ТЛП-10-100-0,5/10Р У3

Продолжение таблицы 7.1

1	2	3	4	5	6	7	8
ГПП-ТП9	10	93	8,7	23,7	59,5	VF12-10-20/630 У3	ТЛП-10-100-0,5/10Р У3
ГПП-ТП11	10	105	8,7	23,7	59,5	VF12-10-20/630 У3	ТЛП-10-150-0,5/10Р У3
ГПП-ТП13	10	220	8,7	23,7	59,5	VF12-10-20/630 У3	ТЛП-10-300-0,5/10Р У3
ГПП-ИУ	10	43	8,7	23,7	82,4	VF12-10-20/630 У3	ТЛП-10-50-0,5/10Р У3
ГПП-СД	10	40	8,7	23,7	82,4	VF12-10-20/630 У3	ТЛП-10-50-0,5/10Р У3
ГПП-ДСП	10	192	8,7	23,7	82,4	VF12-10-20/630 У3	ТЛП-10-200-0,5/10Р У3
ГПП-ТПЧ	10	90	8,7	23,7	13,7	VF12-10-20/630 У3	ТЛП-10-100-0,5/10Р У3

7.1.2 Выбор ячеек с трансформаторами напряжения

С целью возможности учёта электрической энергии, контроля изоляции на каждой секции сборных шин главной понизительной подстанции предприятия предусматривается установка измерительных трансформаторов напряжения. Для нивелирования негативного влияния нелинейной выбраны к установке трансформаторы напряжения марки НАМИ-10 [28]. Принципиальная схема соединения обмоток трансформатора напряжения НАМИ-10 представлена на рисунке 7.1.

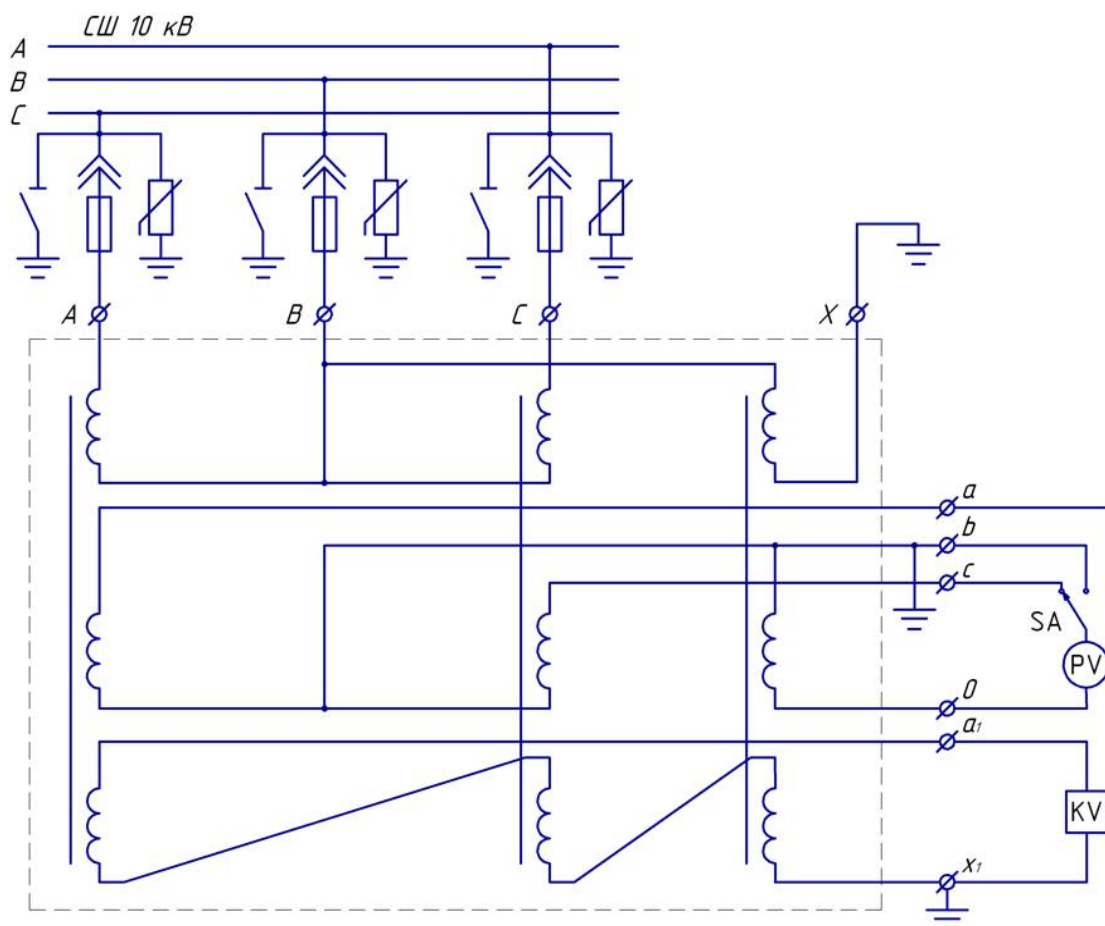


Рисунок 7.1 – Принципиальная схема соединения обмоток трансформатора напряжения НАМИ-10 У2

Проверка работоспособности выбранного трансформатора напряжения по вторичной нагрузке в необходимом классе точности представлена в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Проверка трансформаторов напряжения по вторичной нагрузке

Обозначение и тип прибора	Прибор и место его установки	$S_{обм}, В \cdot А$	$N_{обм}$	$\cos\varphi$	$\sin\varphi$	$N_{приб}$	$P_2, Вт$	$Q_2, вар$
Вольтметр PV, Э-335	Секция сборных шин	2,0	1	1,00	0,00	2	4	-
Ваттметр PW, Д-335	Цепь трансформатора	1,5	2	1,00	0,00	1	3	-
Счётчик РИК, СЭТ 4.ТМ	Цепь трансформатора и отходящих кабельных линий	1,5	2	0,67	0,33	9	18	9
Итого							25	9
НАМИ-10У2 [28]							$S_{2,\Sigma} = 27 В \cdot А$	
$S_{2,кл.т.чн.0,5} = 75 В \cdot А$		$S_{2,ном} = 75 > S_{2,\Sigma} = 27 В \cdot А.$						

7.1.3 Выбор ячеек с трансформаторами собственных нужд

На главной понизительной подстанции завода металлургических машин предусматривается установка трансформаторов собственных нужд (ТСН) непосредственно в комплектных шкафах К-129, располагаемых в ЗРУ-10 кВ. Среди потребителей собственных можно выделить следующие: систему охлаждения трансформаторов, систему пожаротушения, аварийную осветительную сеть, обогрев приводных механизмов разъединителей и обогрев комплектных распределительных ячеек, цепи оперативного управления.

По требованиям надежности электроснабжения, проектом предусматривается установка 2-х трансформаторов собственных нужд с установкой автоматического ввода резерва на 0,4 кВ. Расчётная мощность ТСН определяется из условия

$$S_{тсн} = \frac{0,1}{100} \cdot S_{н.т.}^{ГПП}.$$

$$S_{тсн} = \frac{0,1}{100} \cdot 32000 = 32 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Таким образом, к установке принимаются два трансформатора собственных нужд номинальной мощностью 40 кВ·А, марки ТСКС, с установкой в комплектных ячейках К-129. Для защиты от перегрузки и коротких замыканий на вводе предусматривается установка защитных предохранителей марки ПКТ-10 [25].

7.2 Выбор комплектных трансформаторных подстанций

На предприятии приняты к установке КТП производства «Контактор» г.Ульяновск. Данные КТП выполняются с односторонним обслуживанием и комплектуются ранее выбранными трансформаторами типа ТМГ единичной мощностью 250, 400, 630 и 1000 кВ·А.

На вводе магистрально подключенных цеховых ТП с трансформаторами мощностью до 630 кВ·А принимаются к установке ячейки серии КСО-313-05-400УЗ, укомплектованные автогазовыми выключателями нагрузки ВНТ-10 с предохранителями ПКТ-10 [29], а остальные КТП укомплектованы ячейками КСО-212-08-630УЗ с вакуумными выключателями VF12-10 [26]. Этот выбор обусловлен необходимостью обеспечения селективности с защитами смежных участков. Тип вакуумного выключателя VF12-10 выбран с целью однотипности в сравнении с ячейками К-129.

Величина номинального тока плавкой вставки предохранителя ПКТ-10 определяется по формуле

$$I_{\text{вс.п.}} \geq 2 \cdot I_{\text{т.ном.}}^{\text{ВН}}, \quad (7.1)$$

$$I_{\text{т.ном.}}^{\text{ВН}} = \frac{S_{\text{т.ном.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}}. \quad (7.2)$$

Для примера рассмотрим выбор плавкой вставки предохранителей для ТП-1, защищающей трансформатор номинальной мощностью 250 кВ·А

$$I_{\text{вс.п.}} \geq 2 \cdot \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 10} = 28,9 \text{ А.}$$

Поэтому принимаем номинал плавкой вставки равным 31,5 А.

Выполненные расчёты по выражениям (7.1) – (7.2) с целью выбора номинальных параметров ВНТ-10 и ПКТ-10 отображены в таблицах 7.3, 7.4.

Таблица 7.3 – Выбор ВНТ-10

Критерии выбора [3]	Расчетные величины	Данные из каталога ВНТ-10/400УЗ [29]
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{уст}} = 10,0 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10,0 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$	$I_{\text{max}} = 28,9 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 400,0 \text{ А}$
$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{у}}$	$i_{\text{у}} = 23,7 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 81,0 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{k}}$	$B_{\text{k}} = 59,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1200,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 7.4 – Выбор ПКТ-10

Критерии выбора [3]	Расчетные величины	Данные из каталога ПКТ103-10-31,5-20УЗ [29]
1	2	3
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{уст}} = 10,0 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$

Продолжение таблицы 7.4

1	2	3
$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{МАХ}}$	$I_{\text{МАХ}} = 28,9 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 31,5 \text{ А}$
$I_{\text{НОМ.ОТК}} \geq I_{\text{К}}$	$I_{\text{К}} = 8,7 \text{ кА}$	$I_{\text{НОМ.ОТК}} = 20 \text{ кА}$

В таблице 7.5 представлен выбор электрооборудования ВНА-10 и ПКТ-10, которым комплектуются ячейки КСО-313 в остальных случаях вариантах схем электроснабжения.

Таблица 7.5 – Выбор ВНА-10 и ПКТ-10

ТП	$U_{\text{н.}}$, кВ	$I_{\text{р.МАХ}}$, А	$I_{\text{к.}}$, кА	Технические параметры ПКТ-10	Технические параметры ВНА-10
ТП-1	10	28,9	8,7	ПКТ102-10-31,5-20У3	ВНА-10/400 У3
ТП-2	10	28,9	8,7	ПКТ102-10-31,5-20У3	ВНА-10/400 У3
ТП-6	10	46,2	8,7	ПКТ102-10-50-20У3	ВНА-10/400 У3
ТП-8	10	46,2	8,7	ПКТ102-10-50-20У3	ВНА-10/400 У3
ТП-9	10	72,8	8,7	ПКТ102-10-80-20У3	ВНА-10/400 У3
ТП-10	10	72,8	8,7	ПКТ102-10-80-20У3	ВНА-10/400 У3
ТП-11	10	72,8	8,7	ПКТ102-10-80-20У3	ВНА-10/400 У3
ТП-12	10	72,8	8,7	ПКТ102-10-80-20У3	ВНА-10/400 У3

Выбор выключателей и трансформаторов тока, устанавливаемых в ячейках КСО-212 на вводе магистрально подключенных цеховых ТП с трансформаторами мощностью более 630 кВ·А, представлен в таблице 7.6.

Таблица 7.6 – Выбор выключателей и трансформаторов тока в ячейках КСО-212

Номер ТП	$U_{\text{НОМ}}$, кВ	$I_{\text{МАХ}}$, А	$I_{\text{п.0}}$, кА	$i_{\text{у}}$, кА	$B_{\text{к}}$, кА ² ·с	Тип выключателя	Тип трансформатора тока
ТП-5	10	80,8	8,7	23,7	59,5	VF12-10-20/630 У3	ТЛП-10-100-0,5/10Р У3
ТП-13	10	80,8	8,7	23,7	59,5	VF12-10-20/630 У3	ТЛП-10-100-0,5/10Р У3
ТП-14	10	80,8	8,7	23,7	59,5	VF12-10-20/630 У3	ТЛП-10-100-0,5/10Р У3
ТП-15	10	80,8	8,7	23,7	59,5	VF12-10-20/630 У3	ТЛП-10-100-0,5/10Р У3

7.3 Выбор комплектных токопроводов

Для соединения ввода 10 кВ силового трансформатора главной понизительной подстанции предприятия, располагаемого на открытом распределительном устройстве, со сборными шинами 10 кВ закрытого распределительного устройства применяется комплектное решение в виде токопровода.

В таблице 7.7 представим сравнение технических параметров выбранного токопровода с расчётными значениями.

Таблица 7.7 – Выбор комплектного токопровода

Критерии выбора [3]	Расчетные величины	Данные из каталога [30] ТЗК-10, 1600 А
$U_{н.} \geq U_{уст.}$	$U_{уст.} = 10,0 \text{ кВ}$	$U_{н.} = 10,0 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{max}$	$I_{max} = 1293,4 \text{ А}$	$I_{ном} = 1600,0 \text{ А}$
$i_{д} \geq i_{у}$	$i_{у} = 23,7 \text{ кА}$	$i_{д} = 128,0 \text{ кА}$
$I_T^2 \cdot t_T \geq V_{к.терм}$	$V_{к.терм} = 128,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 4800,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

7.4 Выбор кабелей по термической стойкости

Изначально производится выбор КЛ по методике, изложенной в пункте 5 пояснительной записки, по выражениям (5.1) – (5.7). Для окончательного принятия решения по величине сечения КЛ, необходимо проверить его термическую стойкость к токам короткого замыкания. Основные положения выбора кабелей 10 кВ по термической стойкости установлены ГОСТ Р 52736-2007 [31]. Согласно данному стандарту [31, п.6.3.6] в тех случаях, когда для кабелей известны значения односекундного тока термической стойкости, их проверку на термическую стойкость допустимо проводить путём сравнения интеграла Джоуля с квадратом односекундного тока термической стойкости.

Термическая стойкость кабеля обеспечивается при выполнении условия

$$V_k \leq I_{тер.доп.1}^2 \cdot \quad (7.3)$$

Величина теплового импульса тока короткого замыкания находится по выражению

$$V_k = I_{п,0}^2 \cdot (t_{р.з.} + t_{о.в.} + T_a), \quad (7.4)$$

где $t_{р.з.}$ – время действия максимальной токовой защиты, с;

$t_{о.в.}$ – полное время отключения выключателя, с;

T_a – время протекания аperiodической составляющей тока КЗ, с.

Для определения длительности короткого замыкания на рисунке 7.3 изобразим карту селективности. Для примера, рассчитаем тепловой импульс тока короткого замыкания для кабельной линии, питающей ТП, по формуле (7.4)

$$V_k = 8,7^2 \cdot (0,6 + 0,06 + 0,12) = 59,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Тогда термически устойчивое сечения токопроводящей жилы кабеля будет равно 95 мм^2 , а экрана – 50 мм^2 , данным сечениям соответствует односекундные токи термической стойкости, принимаемые из каталога [24]: $I_{тер.доп1.ж} = 8,9 \text{ кА}$
 $I_{тер.доп1.э} = 9,5 \text{ кА}$.

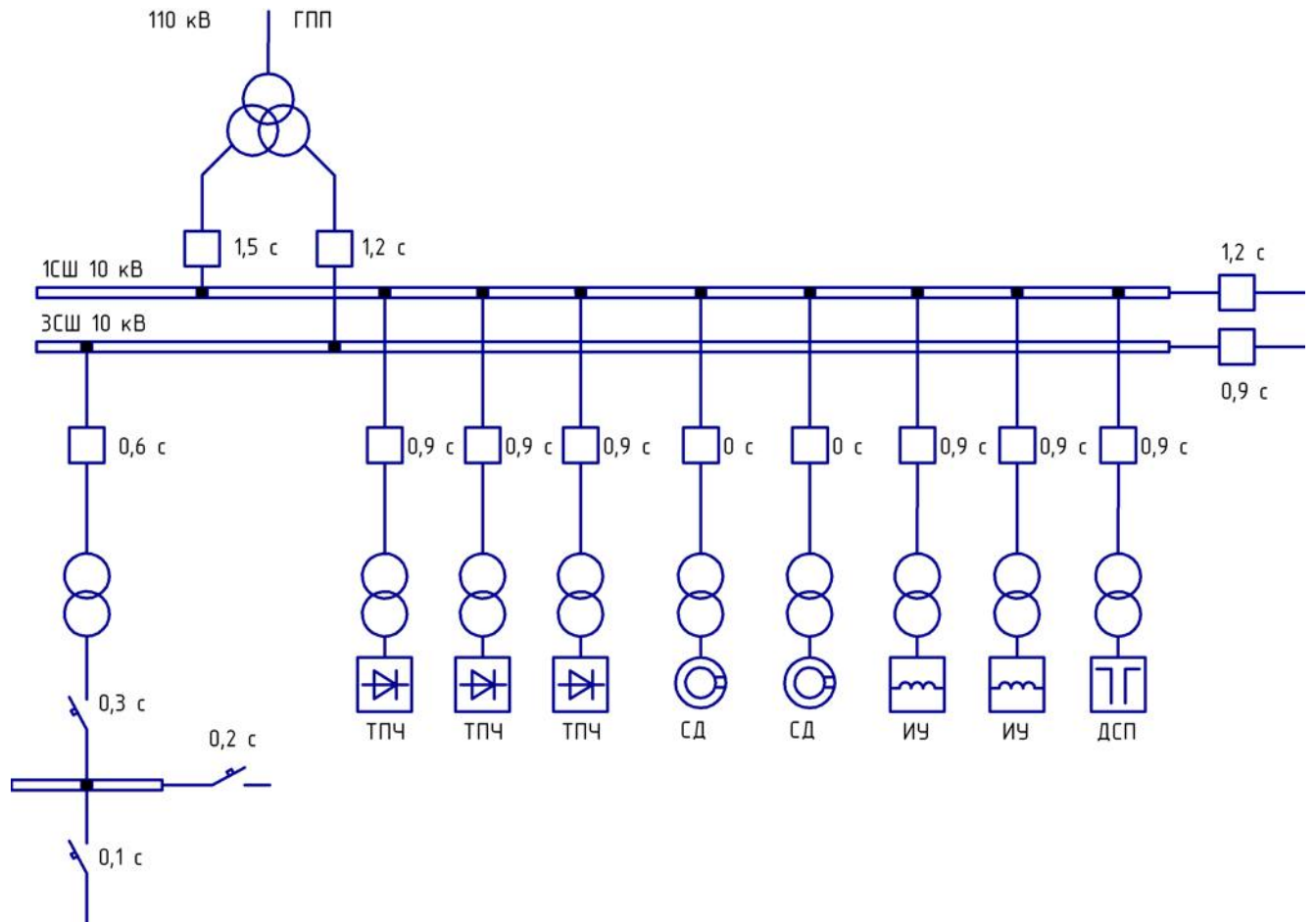


Рисунок 7.3 – Карта селективности

Проверим выполнение условия (7.3)

$$59,5 < 8,9^2 = 79,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

$$59,5 < 9,5^2 = 90,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Условие выполнено, окончательно принимаем кабель АПвП-10 (3x95/50).

В таблице 7.8 представим выполненные расчёты по выражениям (7.3) – (7.4) с целью определения термически стойких сечений кабельных линий 10 кВ.

Таблица 7.8 – Выбор сечений кабельных линий 10 кВ по термической стойкости

КЛ	I_k , кА	$t_{р.з.}$, с	$t_{о.в.}$, с	T_a , с	B_k , кА ² ·с	$I_{тер.доп.ж}^2$, кА	$F_{т.ж.}$, мм ²	$I_{тер.доп.э}^2$, кА	$F_{т.э.}$, мм ²
ГПП – ТП	8,7	0,6	0,06	0,12	59,5	79,2	95	90,3	50
ГПП – ТПЧ	8,7	0,9	0,06	0,12	82,4	127,7	120	90,3	50
ГПП – ДСП	8,7	0,9	0,06	0,12	82,4	127,7	120	90,3	50
ГПП – ИУ	8,7	0,9	0,06	0,12	82,4	127,7	120	90,3	50
ГПП – СД	8,7	0	0,06	0,12	13,7	22,1	50	23,0	25

В таблице 7.9 выполним сравнение термически стойких сечений кабельных линий (таблица 7.8) с ранее принятыми (таблица 5.1).

Таблица 7.9 – Выбор кабельных линий

Кабельная линия	Ранее принятая площадь сечения КЛ, мм ²	Площадь термически устойчивого сечения КЛ, мм ²	Марка и площадь сечения принятого к установке КЛ
ГПП-ТП5	50	95	АПвП-10 (3x95/50)
ТП5-ТП6	50	95	АПвП-10 (3x95/50)
ТП6-ТП1	50	95	АПвП-10 (3x95/50)
ГПП-ТП2	50	95	АПвП-10 (3x95/50)
ТП2-ТП8	50	95	АПвП-10 (3x95/50)
ГПП-ТП3	50	95	АПвП-10 (3x95/50)
ГПП-ТП4	50	95	АПвП-10 (3x95/50)
ГПП-ТП7	50	95	АПвП-10 (3x95/50)
ГПП-ТП9	50	95	АПвП-10 (3x95/50)
ТП9-ТП10	50	95	АПвП-10 (3x95/50)
ГПП-ТП11	50	95	АПвП-10 (3x95/50)
ТП11-ТП12	50	95	АПвП-10 (3x95/50)
ГПП-ТП13	95	95	АПвП-10 (3x95/50)
ТП13-ТП14	50	95	АПвП-10 (3x95/50)
ТП14-ТП15	50	95	АПвП-10 (3x95/50)
ГПП-ИУ	50	120	АПвП-10 (3x120/50)
ГПП-СД	50	50	АПвП-10 (3x50/25)
ГПП-ДСП	120	120	АПвП-10 (3x120/50)
ГПП-ТПЧ	50	120	АПвП-10 (3x120/50)
ГПП-ТП5	50	95	АПвП-10 (3x95/50)

7.5 Выбор коммутационных аппаратов в КТП

Для оперативных переключений и защиты электрооборудования КТП на стороне 0,4 кВ предусматривается установка вводных и секционных автоматических выключателей серии Masterpact [32]. В таблице 7.10 представим выбор данных коммутационных аппаратов.

Таблица 7.10 – Выбор защитной коммутационной аппаратуры в распределительном устройстве 0,4 кВ цеховых ТП

КТП	Тип автоматического выключателя	$I_{кз}$, кА	$i_{уд}$, кА	$I_{макс.раб}$, А	Марка автоматического выключателя Masterpact [32]
1	2	3	4	5	6
КТП-1	Вводной	8,1	18,3	504	NW08N1
	Секционный	8,1	18,3	252	NW08N1
КТП-2	Вводной	8,1	18,3	504	NW08N1
	Секционный	8,1	18,3	252	NW08N1
КТП-3	Вводной	16,5	37,3	1272	NW16N1
КТП-4	Вводной	16,5	37,3	1272	NW16N1
	Секционный	16,5	37,3	890	NW10N1
КТП-5	Вводной	26,2	59,4	2020	NW25H1

Продолжение таблицы 7.13

1	2	3	4	5	6
КТП-5	Секционный	26,2	59,4	1414	NW16H1
КТП-6	Вводной	12,8	29,0	808	NW10N1
	Секционный	12,8	29,0	566	NW08N1
КТП-7	Вводной	26,2	59,4	2020	NW25H1
	Секционный	26,2	59,4	1414	NW16H1
КТП-8	Вводной	12,8	29,0	808	NW10N1
	Секционный	12,8	29,0	566	NW08N1
КТП-9	Вводной	16,5	37,3	1272	NW16N1
	Секционный	16,5	37,3	890	NW10N1
КТП-10	Вводной	16,5	37,3	1272	NW16N1
	Секционный	16,5	37,3	890	NW10N1
КТП-11	Вводной	16,5	37,3	1272	NW16N1
	Секционный	16,5	37,3	890	NW10N1
КТП-12	Вводной	16,5	37,3	1272	NW16N1
	Секционный	16,5	37,3	890	NW10N1
КТП-13	Вводной	26,2	59,4	2020	NW25H1
	Секционный	26,2	59,4	1414	NW16H1
КТП-14	Вводной	26,2	59,4	2020	NW25H1
	Секционный	26,2	59,4	1414	NW16H1
КТП-15	Вводной	26,2	59,4	2020	NW25H1
	Секционный	26,2	59,4	1414	NW16H1

Выводы по разделу семь

В данном разделе рассмотрено определение номинальных параметров коммутационных и контрольно-измерительных аппаратов, устанавливаемых в схеме внутрив заводского электроснабжения.

13.03.02.2019.118.00.00 ПЗ

8 ОБОСНОВАНИЕ И ВЫБОР УСТРОЙСТВ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Основной целью данного раздела является определение места установки и номинальной мощности компенсирующих устройств. В основе методики расчета лежит определение затрат на генерацию и передачу реактивной мощности от её источников. В качестве источников реактивной мощности на предприятии выступает энергосистема, низковольтные и высоковольтные батареи конденсаторов, а также синхронные двигатели, которые представлены на рисунке 8.1.

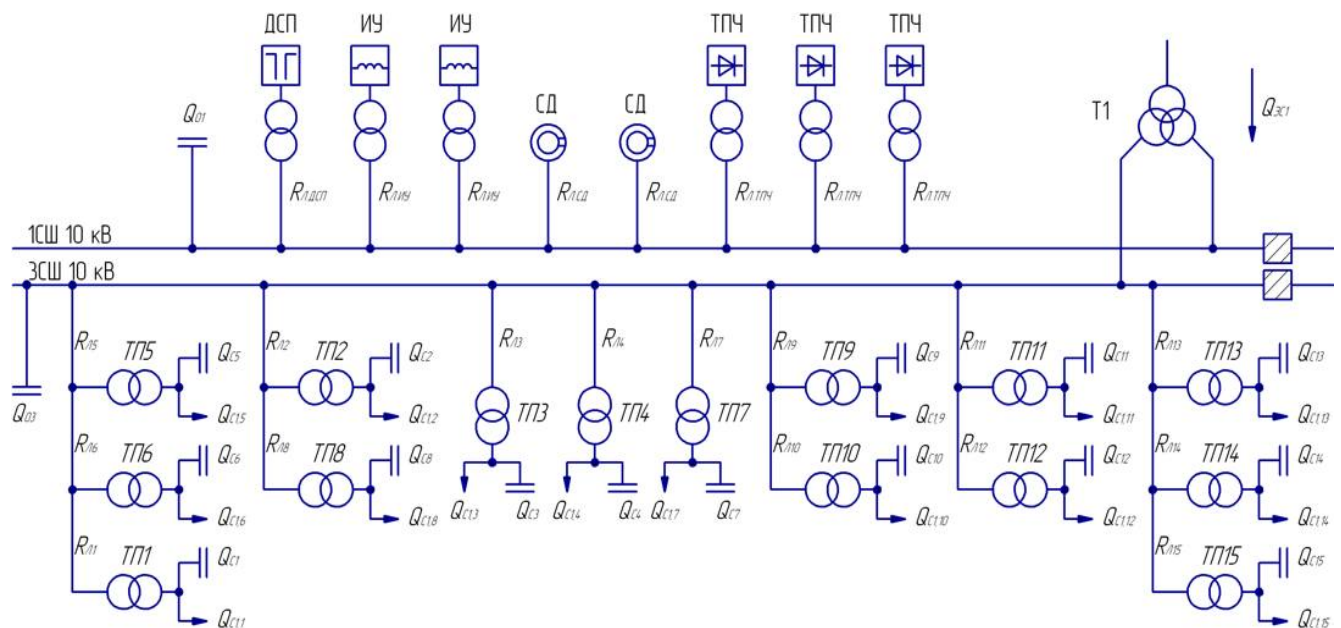


Рисунок 8.1 – Схема замещения СЭС завода выбора компенсирующих устройств

Величину активного сопротивления кабельных линий, представленных на рисунке 8.1, возможно определить по выражению

$$R_{\text{кл}} = r_{\text{уд.кл}} \cdot L_{\text{кл}} \cdot \quad (8.1)$$

$$R_{\text{кл1}} = 0,320 \cdot 0,073 = 0,03 \text{ Ом.}$$

Величину активного сопротивления трансформаторов цеховых трансформаторных подстанции, представленных на рисунке 8.1, возможно определить по выражению

$$R_{\text{т}} = \frac{\Delta P_{\text{к.з.}} \cdot U_{\text{ном.}}^2}{S_{\text{т.ном.}}^2}, \quad (8.2)$$

где $\Delta P_{\text{к.з.}}$ – мощность короткого замыкания трансформатора, Вт;

$S_{\text{т.ном.}}$ – номинальная мощность трансформатора, В·А.

$$R_{\tau 1} = \frac{4200 \cdot 10^2}{250^2} = 6,72 \text{ Ом.}$$

В таблице 8.1 представим расчёты по формулам (8.1.) – (8.2) с целью определения начальных данных необходимых для выбора компенсирующих устройств.

Таблица 8.1 – Начальные данные необходимые для выбора компенсирующих устройств

Трансформаторная подстанция	$S_{н.т.и},$ кВ·А	$Q_{л.и},$ квар	$\Delta Q_{т.и},$ квар	$R_{т.и},$ Ом	$R_{к.т.и},$ Ом
ТП-1	250	62	8	6,72	0,03
ТП-2	250	82	7	6,72	0,02
ТП-3	630	236	27	1,91	0,14
ТП-4	630	300	21	1,91	0,15
ТП-5	1000	357	33	1,08	0,02
ТП-6	400	163	13	3,69	0,03
ТП-7	1000	221	33	1,08	0,02
ТП-8	400	147	13	3,69	0,07
ТП-9	630	187	17	1,91	0,06
ТП-10	630	187	17	1,91	0,02
ТП-11	630	179	21	1,91	0,07
ТП-12	630	179	21	1,91	0,02
ТП-13	1000	415	33	1,08	0,02
ТП-14	1000	415	33	1,08	0,01
ТП-15	1000	404	31	1,08	0,03
Итого		3536	327		

Удельная стоимость потерь активной мощности от протекания реактивной мощности

$$C_0 = \delta \cdot (\beta \cdot \tau + \alpha_{\Gamma} \cdot K_M),$$

где β – дополнительная ставка за потреблённую электрическую энергию, руб/кВт·ч [20];

α_{Γ} – основная ставка за заявленную максимальную годовую мощность, руб/(кВт·год) [20];

K_M – коэффициент, учитывающий отношение потерь активной нагрузки завода ΔP_0 во время максимальной активной мощности генерирующей системы к наибольшим потерям ΔP_M активной нагрузки рассматриваемого предприятия;

δ – поправочный коэффициент.

$$C_0 = 1,03 \cdot (15482,52 \cdot 1 + 1,08464 \cdot 2742) = 19011 \frac{\text{руб}}{\text{кВт}}.$$

Определение затрат на выработку реактивной мощности низковольтными и высоковольтными конденсаторными установками производится по выражениям

$$Z_{1Г.НБК} = C_0 \cdot \Delta P_{НБК} + E \cdot K_{НБК} \cdot \alpha_{и}, \quad (8.3)$$

$$Z_{1Г.ВБК} = Z_{1.0} = C_0 \cdot \Delta P_{ВБК} + E \cdot K_{ВБК} \cdot \alpha_{и}, \quad (8.4)$$

где $K_{НБК}$ – удельная стоимость НБК;

$K_{ВБК}$ – удельная стоимость ВБК,

$\alpha_{изм}$ – индекс изменения сметной стоимости [33];

$\Delta P_{НБК}$ – удельные потери в НБК, кВт/Мвар;

$\Delta P_{ВБК}$ – удельные потери в ВБК, кВт/Мвар.

Определим затраты на выработку реактивной мощности НБК и ВБК по выражениям (8.3) – (8.4)

$$Z_{1Г.НБК} = 0,223 \cdot 12000 \cdot 80,60 + 19011 \cdot 0,45 = 224241 \text{ руб/Мвар.}$$

$$Z_{1Г.ВБК} = Z_{1.0} = 0,223 \cdot 6000 \cdot 80,60 + 19011 \cdot 0,15 = 110694 \text{ руб/Мвар.}$$

В таблице 8.2 представим параметры синхронных двигателей как источников реактивной мощности.

Таблица 8.2 – Параметры синхронных двигателей

Синхронный двигатель	Марка	$U_{ном.},$ кВ	$P_{сд.н.i},$ МВт	$Q_{сд.н.i},$ Мвар	$N_{сд.i},$ шт	$n_{сд.i},$ об/мин	$D_{1.i},$ кВт	$D_{2.i},$ кВт
СД	СТД	10	1,25	0,63	4	3000	3,67	4,07

Величина располагаемой реактивной мощности синхронных двигателей определяется по формуле

$$Q_{сд.м.i} = \alpha_{сд.м} \cdot N_{сд.i} \cdot \sqrt{P_{сд.н.i}^2 + Q_{сд.н.i}^2}. \quad (8.3)$$

Величину затрат на генерацию реактивной мощности СД найдём по выражению

$$Z_{1Г.СДi} = C_0 \cdot \frac{D_{1.i}}{Q_{сд.н.i}}, \quad (8.4)$$

$$Z_{2Г.СДi} = C_0 \cdot \frac{D_{2.i}}{N_{сд.i} \cdot Q_{сд.н.i}^2}, \quad (8.5)$$

где D_{1i}, D_{2i} – величины, которые характеризуют потери активной мощности в синхронных двигателях.

Величина реактивной мощности, генерируемая синхронными двигателями

$$Q_{\text{сд},i} = \frac{Z_{1.0} - Z_{1.\text{Г.сд},i}}{2a \cdot C_0 \cdot R_{\text{э.сд},i}}, \quad (8.6)$$

$$R_{\text{э.сд},i} = \frac{R_{\text{кл.сд},i}}{N_{i,\text{сд}}} + \frac{Z_{2.\text{Г.сд},i}}{a \cdot C_0}. \quad (8.7)$$

В таблице 8.3 представим расчёты, выполненные по выражениям (8.3) – (8.7), с целью определения оптимальной реактивной мощности, генерируемой синхронными двигателями.

Таблица 8.3 – Определение оптимальной реактивной мощности, генерируемой синхронными двигателями

Синхронный двигатель	$Q_{\text{сд},i}$, Мвар	$Z_{1.\text{Г.сд},i}$, руб/Мвар	$Z_{2.\text{Г.сд},i}$, руб/Мвар ²	$R_{\text{э.сд},i}$, Ом	$Q_{\text{сд},i}$, Мвар
СД	1,357	120004	150841	0,81	0 (-0,03)
Итого	1,357	-	-	-	0

С целью определения оптимальных реактивных мощностей, вырабатываемых НБК, определим эквивалентные сопротивления трансформаторов цеховых подстанций, на которых они устанавливаются.

При радиальном соединении цеховых трансформаторных подстанций, представленных на рисунке 8.2, эквивалентное сопротивление будет определяться по следующей формуле

$$R_{\text{э.1}} = r_1 = R_{\text{кл.3}} + R_{\text{т.3}}. \quad (8.8)$$

$$R_{\text{э.3}} = r_1 = 0,04 + 1,91 = 2,05 \text{ Ом.}$$

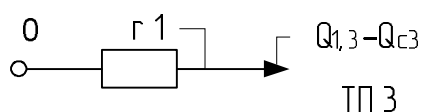


Рисунок 8.2 – Радиальное питание цеховой ТП

В случае магистрального соединения цеховых ТП, представленных на рисунке 8.3, эквивалентное сопротивление и проводимость будут определяться по следующим формулам

$$R_{\text{э.2}} = \left(1 + \frac{r_{0.1}}{R_{\text{т.1}}} \right) r_1, \quad (8.9)$$

$$R_{\Sigma 8} = \left(1 + \frac{r_{0,1}}{R_{\tau,1}} \right) \cdot (r_{12} + r_2), \quad (8.10)$$

$$\frac{1}{R_{\tau,1}} = \frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_{12} + r_2}. \quad (8.11)$$

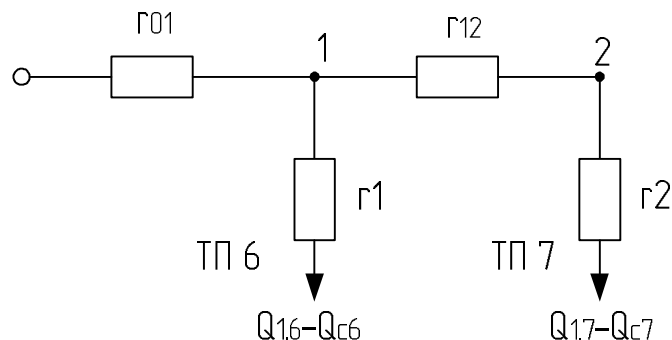


Рисунок 8.3 – Магистральное питание цеховых ТП

Выполним расчёты по формулам (8.9) – (8.11) с целью определения эквивалентных сопротивлений представленных на рисунке 8.3.

$$\frac{1}{R_{\tau 1}} = \frac{1}{0,68} + \frac{1}{0,01 + 3,69} = 1,75.$$

$$R_{\Sigma 2} = \left(1 + \frac{0,02}{2,41} \right) \cdot 6,72 = 6,78 \text{ Ом.}$$

$$R_{\Sigma 8} = \left(1 + \frac{0,02}{2,41} \right) \cdot (0,07 + 3,69) = 3,80 \text{ Ом.}$$

Величина реактивной мощности, вырабатываемая НБК, при условии подключения к сборным шинам 10 кВ главной понизительной подстанции предприятия ВБК определяется по формуле

$$Q_{c,i} = Q_{1,i} + \Delta Q_{\tau,i} + \frac{z}{R_{\Sigma i}}. \quad (8.12)$$

$$z = \frac{3_{1,0} - 3_{1,Г.НБК}}{2a \cdot C_0}. \quad (8.13)$$

По выражениям (8.12) – (8.13) выполним в качестве примера расчет мощности НБК1, подключаемой к сборным шинам 0,4 кВ ТП-1

$$z = \frac{110694 - 224241}{2 \cdot 10 \cdot 19011} = -0,299 \text{ Мвар} \cdot \text{Ом}.$$

$$Q_{c.i} = 0,062 + 0,08 - \frac{0,299}{7,04} = 0,027 \text{ Мвар}.$$

По выражениям (8.8) – (8.13) выполняются расчёты по определению экономически целесообразных мощностей НБК, подключаемым к сборным шинам 0,4 кВ соответствующих цеховых трансформаторных подстанция. Результаты выбора компенсирующих устройств по рассматриваемому предприятию представлены в таблице 8.2.

Стоит учесть, если расчетная величина экономически целесообразной мощности получилась отрицательной, то окончательно её значение принимается равным нулю.

Таблица 8.4 – Выбор устройств компенсации реактивной мощности на предприятии

Точка подключения БК	R _{э.и} , Ом	Q _{с.и} , Мвар		Q _{к.у.и} , квар	Q _{к.у.и} + Q _{с.и} , квар	Марка компенсирующего устройства [34]	Q _{ст.и} , квар
		расчетная величина	принятая величина				
КТП-1	7,04	0,027	0,027	0	27	УКМТ-0,4-30-5	30
КТП-2	6,78	0,044	0,044	0	44	УКМТ-0,4-40-5	40
КТП-3	2,05	0,118	0,118	0	118	УКМТ-0,4-125-25	125
КТП-4	2,06	0,176	0,176	126	302	УКМТ-0,4-300-50	300
КТП-5	1,11	0,122	0,122	486	608	УКМТ-0,4-600-50	600
КТП-6	3,85	0,098	0,098	95	193	УКМТ-0,4-200-25	200
КТП-7	1,10	-0,016	0,000	140	140	УКМТ-0,4-150-25	150
КТП-8	3,80	0,081	0,081	0	81	УКМТ-0,4-75-25-	75
КТП-9	2,04	0,058	0,058	0	58	УКМТ-0,4-60-10	60
КТП-10	2,07	0,060	0,060	0	60	УКМТ-0,4-60-10	60
КТП-11	2,06	0,055	0,055	273	328	УКМТ-0,4-350-50	350
КТП-12	2,07	0,056	0,056	273	329	УКМТ-0,4-350-50	350
КТП-13	1,15	0,187	0,187	31	219	УКМТ-0,4-225-25	225
КТП-14	1,18	0,194	0,194	31	226	УКМТ-0,4-225-25	225
КТП-15	1,21	0,188	0,188	0	0	УКМТ-0,4-175-25	175
		Итого	1,465	-	-	Итого	2965
ГПП СШ1, 10 кВ	-	2,403	2,403	-	-	УКРМФ56-10,5-2700	2700
ГПП СШ3, 10 кВ	-	0,504	0,504	-	-	УКРМ56-10,5-600	600
Итого	-	-	4,372	1456	5828	-	6265

Определение мощности высоковольтной БК, подключаемой к секции 1СШ ГПП, производим из условия баланса реактивных потребляемой и генерируемой реактивных мощностей на заводе и получаемой из энергосистемы

$$Q_0 = \sum_{i=1}^n (Q_{l.i} + \Delta Q_{т.и}) + \sum_{i=1}^M (Q_{B.i} + \Delta Q_{т.в.и}) + \Delta Q_{т.ГПП} - \sum_{i=1}^k Q_{CD.i} - \sum_{i=1}^L Q_{c.i} - Q_{эс}. \quad (8.14)$$

За величину экономически целесообразной реактивной мощности на стороне 110 кВ необходимо принять максимальную из определяемых по формулам

$$Q'_{эс} = P_{р.п.} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{\text{норм}},$$
$$Q''_{эс} = Q_{рп} - \frac{0,7}{K_{нр}} \cdot Q_{сД,м},$$

где $\operatorname{tg}\varphi_{\text{норм}}$ – нормируемая величина коэффициента реактивной мощности строго регламентированная для каждого класса напряжения [9];
 $K_{нр}$ – величина коэффициента несовпадения реактивной мощности.

Величину расчетной реактивной мощности предприятия определим по выражению

$$Q_{р.п} = K_{о.м.} \cdot \left(\sum_{i=1}^N k_{и.а.и} \cdot P_{н.и} + \sum_{i=1}^M Q_{р.и}^{III} + \sum_{i=1}^L \Delta Q_{т.и} \right) + \sum Q_{р.о.}.$$

$$Q_{р.п} = 0,85 \cdot (8156 + (1249 + 3467 + 2531) + 2414) + 274 = 15418 \text{ квар.}$$

$$Q'_{эс} = 17545 \cdot 0,5 = 8773 \text{ квар.}$$

$$Q''_{эс} = 15418 - \frac{0,7}{0,85} \cdot 1357 = 14030 \text{ квар.}$$

После анализа полученных значений принимаем

$$Q_{эс} = Q'_{эс} = 8773 \text{ квар.}$$

В таком случае, величина коэффициент реактивной мощности, задаваемого предприятию генерирующей системой

$$\operatorname{tg}\varphi_{эс} = \frac{Q_{эс}}{P_{рп}}.$$

$$\operatorname{tg}\varphi_{эс} = \frac{8773}{17545} = 0,50.$$

Определим экономически целесообразную реактивную мощность, приходящуюся на сборные шины СШ1, для этого определим расчетную активную мощность на СШ1 по формуле (3.2)

$$P_{р1} = 0,5 \cdot [0,90 \cdot (2016 + 2142 + 2600 + 3375 + 188)] = 4645 \text{ кВт.}$$

Тогда получим

$$Q_{эс1} = 4645 \cdot 0,50 = 2323 \text{ квар.}$$

Определим экономически целесообразную реактивную мощность, приходящуюся на сборные шины СШ3

$$Q_{эс3} = 0,5 \cdot Q_{эс} - Q_{эс1}.$$

$$Q_{\text{зс3}} = 0,5 \cdot 8773 - 2323 = 2064 \text{ квар.}$$

Для определения распределения потерь мощности трансформатора ГПП по секциям сборных шин рассчитаем следующий коэффициент

$$K_{\Delta Q} = \frac{\Delta Q_{\text{т}}^{\text{ГПП}}}{S_{\text{р.п}}}.$$

$$K_{\Delta Q} = \frac{755}{19042} = 0,040.$$

Тогда

$$\Delta Q_{\text{т.СШ1}}^{\text{ГПП}} = K_{\Delta Q} \cdot S_{\text{р.СШ1}}.$$

$$\Delta Q_{\text{т.СШ1}}^{\text{ГПП}} = 0,040 \cdot \sqrt{4645^2 + 2323^2} = 208 \text{ квар.}$$

Поэтому

$$\Delta Q_{\text{т.СШ3}}^{\text{ГПП}} = 0,5 \cdot (\Delta Q_{\text{т}}^{\text{ГПП}} - 2 \cdot \Delta Q_{\text{т.СШ1}}^{\text{ГПП}}).$$

$$\Delta Q_{\text{т.СШ3}}^{\text{ГПП}} = 0,5 \cdot (755 - 2 \cdot 208) = 170 \text{ квар.}$$

Необходимая мощность ВБК на СШ1 по выражению (8.14)

$$Q_{01} = 0,5 \cdot [(1249 + 3467 + 2531) + 1788] + 208 - 2323 = 2403$$

Принимаем к установке ВБК марки УКРМФ56-10,5-2700-450.

Необходимая мощность ВБК на СШ3 по выражению (8.14)

$$Q_{03} = (3536 + 327) + 170 - 1465 - 2064 = 504 \text{ квар.}$$

Принимаем к установке ВБК марки УКРМ56-10,5-600-300.

Определим расчетные коэффициенты реактивной мощности на СШ1 и СШ3, без учета реактивной мощности, поступающей из энергосистемы

$$\text{tg}\varphi_{\text{P1}} = \frac{\sum_{i=1}^n (Q_{\text{Bi}} + \Delta Q_{\text{т.вi}}) + \Delta Q_{\text{т.СШ1}}^{\text{ГПП}} - \sum_{i=1}^n Q_{\text{СДi}} - Q_{\text{ст.в.1}}}{P_{\text{p1}}}.$$

$$\text{tg}\varphi_{\text{P3}} = \frac{\sum_{i=1}^n (Q_{\text{Ii}} + \Delta Q_{\text{тi}}) + \Delta Q_{\text{т.СШ3}}^{\text{ГПП}} + \sum_{i=1}^n Q_{\text{кyi}} - \sum_{i=1}^n Q_{\text{ст.нi}} - Q_{\text{ст.в.3}}}{P_{\text{p3}}}.$$

$$\text{tg}\varphi_{\text{P1}} = \frac{0,5 \cdot [(1249 + 3467 + 2531) + 1788] + 208 - 2700}{4645} = 0,47.$$

$$\text{tg}\varphi_{\text{P3}} = \frac{(3536 + 327) + 170 + 1456 - 2965 - 600}{4128} = 0,47.$$

Недоиспользованную реактивную мощность синхронных двигателей можно использовать в качестве резерва для компенсации реактивной мощности на сборных шинах ГПП

$$Q_{\text{резерв}} = \frac{\sum_{i=1}^n (Q_{\text{СД.м/и}} - Q_{\text{СД/и}})}{Q_{\text{рп}}} \cdot 100.$$

$$Q_{\text{резерв}} = \frac{1357 - 0}{15418} \cdot 100\% = 8,8\%.$$

Выводы по разделу восемь

Выполнено определение номинальной мощности компенсирующих устройств и места их установки в системе электроснабжения предприятия.

9 КАЧЕСТВО ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

9.1 Определение коэффициента искажения синусоидальности напряжения

Наличие в составе электроприёмников специфической нагрузки: индукционных установок, дуговых сталеплавильных печей и тиристорных преобразователей частоты приводит к несинусоидальности напряжения питающей сети. Несинусоидальность напряжения с точки зрения качества электроэнергии характеризуется таким показателем как коэффициент искажения синусоидальности напряжения, величину которого рассчитаем в данном разделе.

На рисунке 9.1 и 9.2 представим электрическую принципиальную схему и схему замещения с обозначением эквивалентных сопротивлений и источников искажения, для определения величины коэффициента искажения синусоидальности напряжения.

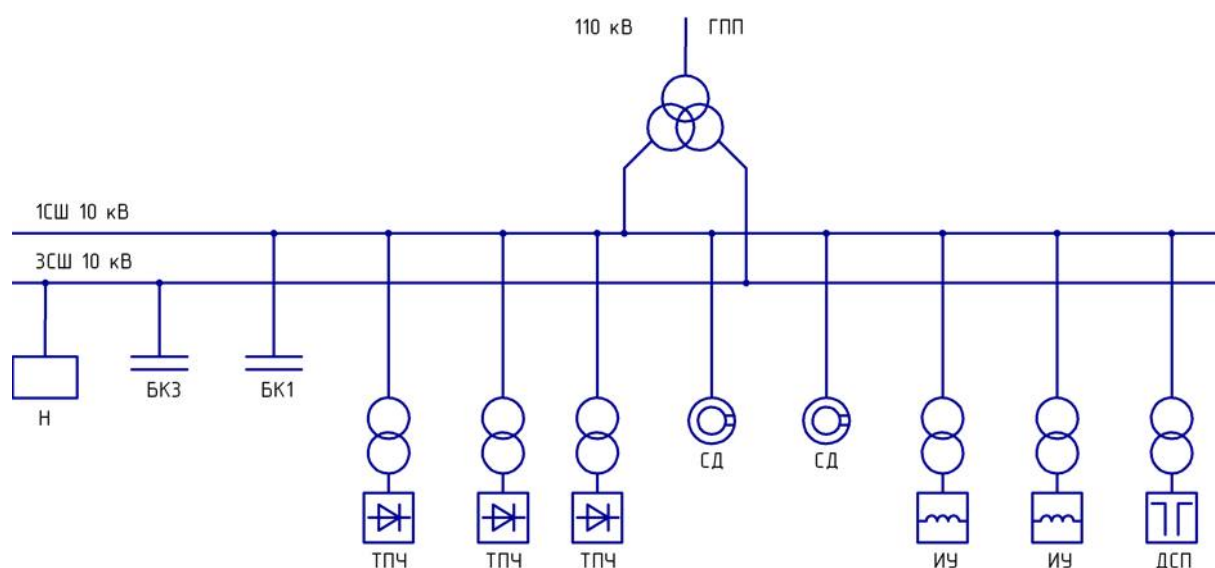


Рисунок 9.1 – Электрическая принципиальная схема для расчета показателей качества

Расчет параметров элементов, размещаемых на схеме замещения (рисунок 9.2), производится по следующим выражениям.

Эквивалентное сопротивление генерирующей системы

$$x_{c.v} = 0,65 \cdot v \cdot \frac{U_{ст.}^2}{S_{кз.макс}}, \quad (9.1)$$

где $S_{макс}$ – максимальная мощность трёхфазного КЗ, МВ·А.

$$x_{c.v} = 0,65 \cdot \frac{10500^2}{2700 \cdot 10^6} \cdot v = 0,03 \cdot v.$$

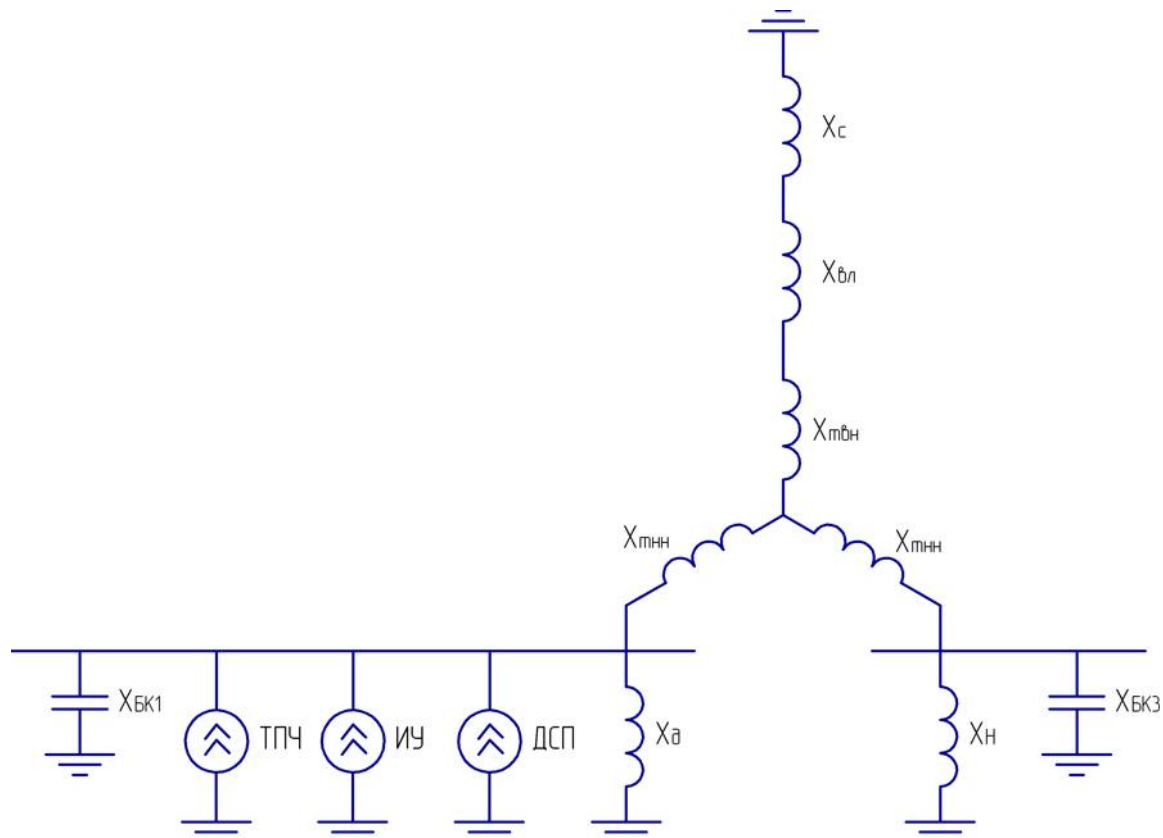


Рисунок 9.2 – Схема замещения для расчёта показателей качества

Эквивалентное сопротивление ВЛ

$$X_{\text{ВЛ},v} = X_{\text{уд.ВЛ}} \cdot L_{\text{ВЛ}} \cdot \frac{U_{\text{ст.}}^2}{U_{\text{н.}}^2} \cdot v, \quad (9.2)$$

$$X_{\text{ВЛ},v} = 0,44 \cdot 16,0 \frac{10,5^2}{110^2} \cdot v = 0,06 \cdot v.$$

Эквивалентное сопротивление силового трансформатора ГПП

$$X_{\text{Т},v} = \frac{U_{\text{кз}} \cdot U_{\text{ст.}}^2}{100 \cdot S_{\text{Т.н.}}} \cdot v, \quad (9.3)$$

$$X_{\text{Т},v} = \frac{10,5 \cdot 10500^2}{100 \cdot 32 \cdot 10^6} \cdot v = 0,36 \cdot v.$$

Эквивалентное сопротивление обмотки ВН силового трансформатора ГПП

$$X_{\text{Т.ВН},v} = 0,125 \cdot X_{\text{Т},v}. \quad (9.4)$$

$$X_{\text{Т.ВН},v} = 0,125 \cdot 0,36 \cdot v = 0,05 \cdot v.$$

Эквивалентное сопротивление обмотки НН силового трансформатора ГПП

$$x_{\text{ТННВ}} = 1,75 \cdot x_{\text{ТВ}} \quad (9.5)$$

$$x_{\text{ТННВ}} = 1,75 \cdot 0,36 \cdot v = 0,63 \cdot v.$$

Эквивалентное сопротивление нагрузки цеховых потребителей

$$x_{\text{Н.В}} = \frac{U_{\text{СТ}}^2}{S_{\text{Н}}} \cdot v \quad (9.6)$$

$$x_{\text{Н.В}} = \frac{10500^2}{\sqrt{(0,5 \cdot 11558)^2 + (0,5 \cdot 7462)^2}} \cdot v = 16,03 \cdot v.$$

Эквивалентное сопротивление высоковольтных компенсирующих устройств, подключенным к сборным шинам 10 кВ ГПП

$$x_{\text{БК.В}} = -\frac{U_{\text{СТ}}^2}{Q_{\text{БК}} \cdot v}, \quad (9.7)$$

где $Q_{\text{БК}}$ – мощность высоковольтных компенсирующих устройств, вар.

$$x_{\text{БК1В}} = -\frac{(10 \cdot 10^3)^2}{(2,7 \cdot 10^6) \cdot v} = -\frac{40,83}{v}.$$

$$x_{\text{БК3В}} = -\frac{(10 \cdot 10^3)^2}{(0,6 \cdot 10^6) \cdot v} = -\frac{183,75}{v}.$$

Эквивалентное сопротивление высоковольтных двигателей

$$x_{\text{ДВ.В}} = 17 \cdot v / S_{\text{ДВ.Σ}}, \quad (9.8)$$

где $S_{\text{ДВ.Σ}}$ – величина суммарной мощности двигателей, МВ·А.

$$x_{\text{ДВ.В}} = 17 \cdot v / 1,4 = 12,14 \cdot v.$$

В зависимости от типа источника искажения в сеть генерируются различные по кратности гармонические составляющие: для ДСП – это гармоники кратные 2, 3, 5, 7, 11, 13, а для преобразовательных установок – 5, 7, 11, 13.

Величина эквивалентного тока гармоник, генерируемых дуговыми сталеплавильными печами определяется по формуле

$$I_{\text{В.1}} = \frac{1,25 \cdot S_{\text{П.Т.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{СТ}} \cdot v^2}, \quad (9.9)$$

где $S_{\text{П.Т.НОМ}}$ – номинальная мощность электропечного трансформатора ДСП, В·А.

$$I_{v1} = \frac{1,25 \cdot 4000}{\sqrt{3} \cdot 10500 \cdot v^2} = \frac{275}{v^2},$$

Величина тока 2-ой гармоники принимается равной величине тока 3-ей гармоники, генерируемых ДСП [35].

Группа одинаковых ТПЧ генерирует в сеть следующие по величине токи гармоник [36]

$$I_{v2} = \frac{S_{\text{ТПЧ}\Sigma} \cdot k_{v\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ст}} \cdot v}, \quad (9.10)$$

где $S_{\text{ТПЧ}\Sigma}$ – суммарная мощность ТПЧ, В·А;

$k_{v,\Sigma}$ – коэффициент, посредством которого учитывается сдвиг фаз между гармониками преобразователей, принимается, что 5-ой, 7-ой гармоникам соответствует величина 0,9, а 11-ой, 13-ой гармоникам – 0,75.

Для управления режимом работы индукционных установок применяются тиристорные регуляторы мощности, генерирующие следующие по величине эквивалентные токи гармонических составляющих [36]

$$I_{v2} = \frac{0,7 \cdot \sqrt{\sum_{i=1}^n S_{\text{пт}.i}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ст}} \cdot v}, \quad (9.11)$$

где $S_{\text{пт}}$ – номинальная мощность трансформатора преобразовательной установки, В·А.

$$I_{v2} = \frac{6003 \cdot k_{v\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot 10500 \cdot v} = \frac{330 \cdot k_{v\Sigma}}{v}.$$

$$I_{v3} = \frac{0,7 \cdot \sqrt{2 \cdot 1000^2}}{\sqrt{3} \cdot 10500 \cdot v} = \frac{54}{v}.$$

Для определения эквивалентных токов гармоник, генерируемых преобразовательными установками, подключенными к СШ1 применяется выражения [37]

$$I_{v\Sigma} = \sqrt{I_{v1}^2 + I_{v2}^2 + I_{v3}^2}. \quad (9.12)$$

В таблицу 9.1 занесем определенные по выражениям (9.1) – (9.12) величины эквивалентных сопротивлений элементов схемы замещения (рисунок 9.2) и величины эквивалентных токов, генерируемых источниками искажения.

Таблица 9.1 – Расчет параметров элементов схемы замещения (рисунок 9.2)

v	$X_{cv},$ Ом	$X_{вл.v},$ Ом	$X_{т.вн.v},$ Ом	$X_{т.нн.v},$ Ом	$X_{н.v},$ Ом	$X_{дв.v},$ Ом	$X_{БК1v},$ Ом	$X_{БК3v},$ Ом	$I_{v1},$ А	$I_{v2},$ А	$I_{v3},$ А	$I_{v\Sigma},$ А
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	0,03	0,06	0,05	0,63	16,03	12,14	-40,83	-183,75	-	-	-	-

Продолжение таблицы 9.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
2	0,05	0,12	0,09	1,27	32,06	24,29	-20,42	-91,88	30,55	-	-	30,55
3	0,08	0,18	0,14	1,90	48,08	36,43	-13,61	-61,25	30,55	-	-	30,55
5	0,13	0,29	0,23	3,17	80,14	60,71	-8,17	-36,75	11,00	59,41	10,89	61,40
7	0,19	0,41	0,32	4,43	112,19	85,00	-5,83	-26,25	5,61	42,44	7,78	43,51
11	0,29	0,65	0,50	6,96	176,30	133,57	-3,71	-16,70	2,27	22,51	4,95	23,15
13	0,35	0,76	0,59	8,23	208,36	157,86	-3,14	-14,13	1,63	19,04	4,19	19,57

Путём эквивалентных преобразований элементов схемы замещения, представленной на рисунке 9.2, составим преобразованную схему замещения и разместим её на рисунке 9.3.

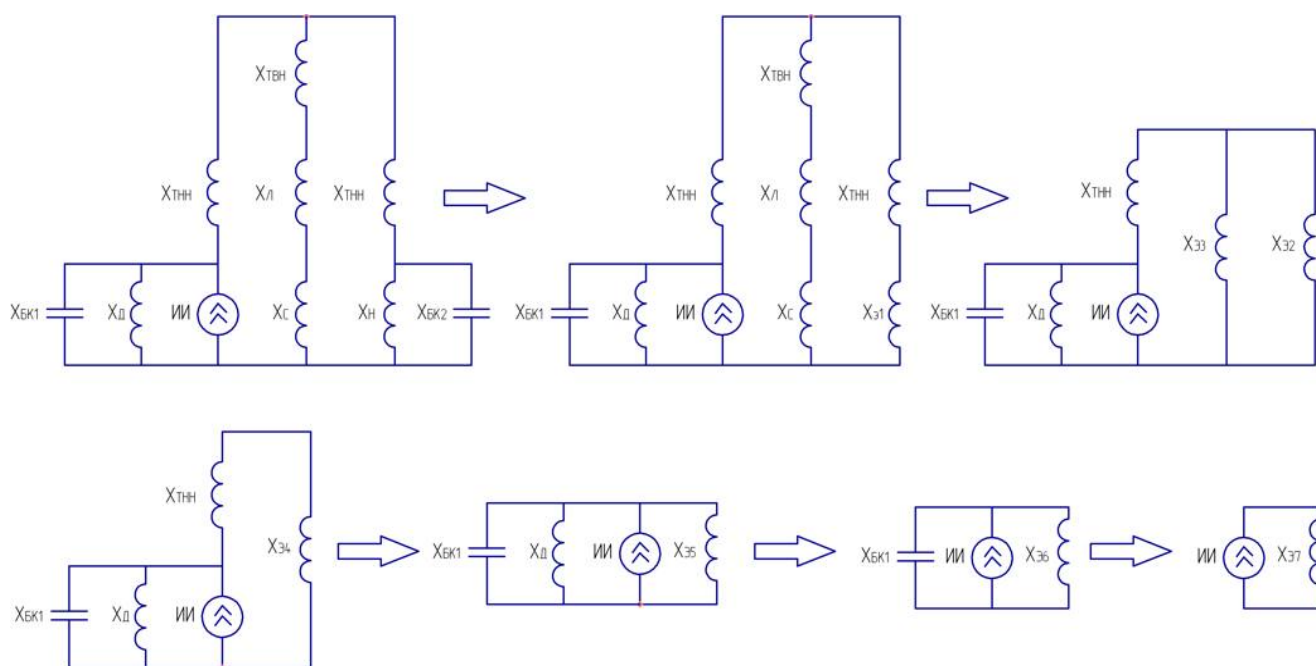


Рисунок 9.3 –Этапа преобразования схемы замещения (рисунок 9.2)

Определим эквивалентные сопротивления схем замещения на каждом этапе преобразования.

$$X_{\text{э1.v}} = \frac{X_{\text{н.v}} \cdot X_{\text{БК2.v}}}{X_{\text{н.v}} + X_{\text{БК2.v}}} \quad (9.13)$$

$$X_{\text{э2.v}} = X_{\text{э1.v}} + X_{\text{ТНН.v}} \quad (9.14)$$

$$X_{\text{э3.v}} = X_{\text{с.v}} + X_{\text{вл.v}} + X_{\text{ТВН.v}} \quad (9.15)$$

$$X_{\text{э4.v}} = \frac{X_{\text{э2.v}} \cdot X_{\text{э3.v}}}{X_{\text{э2.v}} + X_{\text{э3.v}}} \quad (9.16)$$

$$X_{\text{э5.v}} = \frac{X_{\text{э5.v}} \cdot X_{\text{ДВ.v}}}{X_{\text{э5.v}} + X_{\text{ДВ.v}}} \quad (9.17)$$

$$X_{\text{э6.v}} = \frac{X_{\text{э5.v}} \cdot X_{\text{дв.v}}}{X_{\text{э5.v}} + X_{\text{дв.v}}} \quad (9.18)$$

$$X_{\text{э7.v}} = \frac{X_{\text{э6.v}} \cdot X_{\text{БК1.v}}}{X_{\text{э6.v}} + X_{\text{БК1.v}}} \quad (9.19)$$

Напряжения на СШ1 и СШ3 определяются по формулам

$$U_{\text{СШ1.v}} = I_{\text{v.}\Sigma} \cdot X_{\text{э7.v}} \quad (9.20)$$

$$U_{\text{СШ3.v}} = U_{\text{СШ1.v}} \cdot \frac{X_{\text{э1.v}} \cdot X_{\text{э4.v}}}{X_{\text{э2.v}} \cdot X_{\text{э5.v}}} \quad (9.21)$$

Величина коэффициента искажения синусоидальности напряжения может быть определена по формуле

$$K_U = \frac{\sqrt{\sum_{k=2}^{13} U_v^2}}{U_\phi} \cdot 100\% \quad (9.22)$$

В таблице 9.2 представим эквивалентные сопротивления элементов схемы замещения, представленной на рисунке 9.3, определенные по выражениям (9.12) – (9.22).

Таблица 9.2 – Определение параметров элементов схемы замещения, представленных на рисунке 9.3

v	X _{э1v} , Ом	X _{э2v} , Ом	X _{э3v} , Ом	X _{э4v} , Ом	X _{э5v} , Ом	X _{э6v} , Ом	X _{э7v} , Ом	U _{сш1v} , В	U _{сш3v} , В	K _U ^{СШ1} , %	K _U ^{СШ3} , %
1	17,56	18,19	0,13	0,13	0,76	0,72	0,73	-	-	28,12	5,70
2	49,23	50,50	0,26	0,26	1,53	1,44	1,54	47,17	7,82		
3	223,66	225,56	0,39	0,39	2,29	2,15	2,56	78,19	13,23		
5	-67,88	-64,71	0,65	0,66	3,82	3,60	6,43	394,80	71,35		
7	-34,27	-29,84	0,91	0,94	5,37	5,05	37,83	1645,91	331,38		
11	-18,45	-11,49	1,43	1,64	8,60	8,08	-6,86	-158,95	-48,66		
13	-15,16	-6,93	1,70	2,24	10,47	9,82	-4,62	-90,34	-42,35		

Расчетные значение коэффициента искажения синусоидальности напряжения на шинах СШ1 превышает допустимые значения представленные в ГОСТ 32144-2013 [38], а именно: $K_U^{\text{СШ1}} = 28,12 > K_{\text{У.доп}} = 5\%$, $K_U^{\text{СШ3}} = 5,70 > K_{\text{У.доп}} = 5\%$.

Для улучшения рассматриваемых ПКЭ целесообразно подключить силовой резонансный фильтр (СРФ). СРФ необходимо настраивать на гармоники самого низшего порядка из генерируемых [39]. В данном случае, ДСП генерируют 2-ю гармонику, но с условием, что ток 2-ой гармоники принимается равным току 3-ей гармоники [35]. Поэтому принято решение об установке СРФ, настроенного на 3-ю гармонику.

Величина мощности конденсаторной батареи СРФ может быть определена из условия компенсации реактивной мощности равной 2,7 Мвар. В таком случае, сопротивление фазы реакторов СРФ принимается равным

$$X_{p.f.v} = \frac{X_{БК}}{V_p^2} \cdot v. \quad (9.23)$$

$$X_{p.f.} = \frac{40,83}{3^2} \cdot v = 4,54 \cdot v.$$

Определим эквивалентные сопротивления схем замещения, представленных на рисунке 9.4.

$$X_{ф.v} = X_{бк.v} + X_{pф.v}. \quad (9.24)$$

$$X'_{э7.v} = \frac{X'_{э6.v} \cdot X_{ф.v}}{X'_{э6.v} + X_{ф.v}}. \quad (9.25)$$

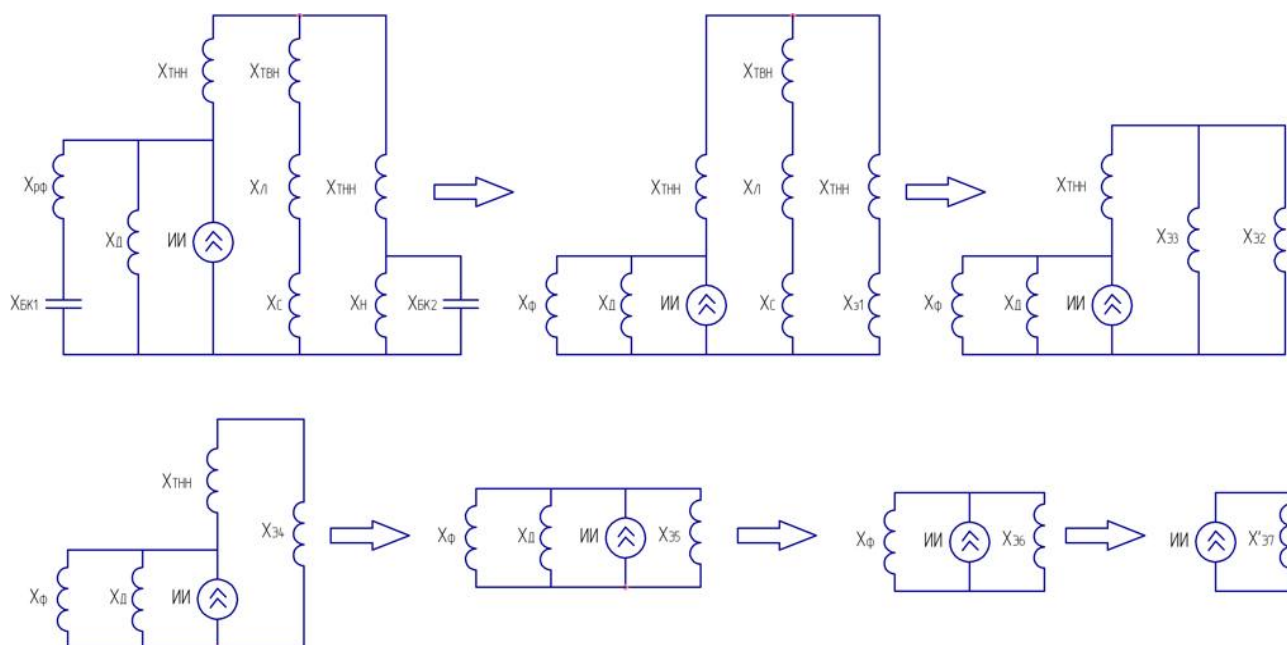


Рисунок 9.4 –Этапы преобразования схемы замещения

Напряжение на СШ1и СШ3 находятся по выражениям

$$U'_{СШ1.v} = I_{v.Σ} \cdot X'_{э7}. \quad (9.26)$$

$$U'_{СШ3.v} = U'_{СШ1.v} \cdot \frac{X_{э1.v} \cdot X_{э4.v}}{X_{э2.v} \cdot X_{э5.v}}. \quad (9.27)$$

В таблице 9.3 представим величины эквивалентных сопротивлений, используемых в схеме замещением с СРФ (рисунок 9.4), расчёт которых выполнялся по выражениям (9.23) – (9.27).

Таблица 9.3 – Определение параметров элементов схемы замещения, представленных на рисунке 9.4

ν	$X_{\phi,\nu},$ Ом	$X_{\varepsilon 1,\nu},$ Ом	$X_{\varepsilon 2,\nu},$ Ом	$X_{\varepsilon 3,\nu},$ Ом	$X_{\varepsilon 4,\nu},$ Ом	$X'_{\varepsilon 5,\nu},$ Ом	$X'_{\varepsilon 6,\nu},$ Ом	$X'_{\varepsilon 7,\nu},$ Ом	$U'_{\text{см}1,\nu},$ В	$U'_{\text{см}3,\nu},$ В	$K'_U{}^{\text{СШ1}},$ %	$K'_U{}^{\text{СШ3}},$ %
1	-36,30	17,56	18,19	0,13	0,13	0,76	0,72	0,73	-	-	4,71	1,71
2	-11,34	49,23	50,50	0,26	0,26	1,53	1,44	1,64	50,21	8,33		
3	0,00	223,66	225,56	0,39	0,39	2,29	2,15	0,00	0,00	0,00		
5	14,52	-67,88	-64,71	0,65	0,66	3,82	3,60	2,88	177,02	31,99		
7	25,93	-34,27	-29,84	0,91	0,94	5,37	5,05	4,23	184,02	37,05		
11	46,20	-18,45	-11,49	1,43	1,64	8,60	8,08	6,88	159,29	48,76		
13	55,84	-15,16	-6,93	1,70	2,24	10,47	9,82	8,35	163,44	76,61		

Полученные расчетные значения коэффициентов искажения синусоидальности напряжения не превышают допустимых значений, указанных в ГОСТ 32144-2013 [38].

9.2 Колебания напряжения

Дуговые сталеплавильные печи помимо искажения синусоидальности напряжения вызывают колебания напряжения, пиковой величины колебания напряжения достигают в моменты плавки.

Величина размах колебаний напряжения на сборных шинах СШ1 10 кВ

$$\delta U_{t,\text{СШ1}} = \frac{\sqrt[4]{N_{\text{дсп}}} \cdot S_{\text{дсп}}}{S_{\text{кз}}} \cdot 100\%.$$

где $S_{\text{кз}}$ – мощность трёхфазного короткого замыкания на сборных шинах, МВ·А;
 $S_{\text{дсп}}$ – мощность ДСП, МВ·А.

$$\delta U_{t,\text{СШ1}} = \frac{\sqrt[4]{1} \cdot 3,33}{159} \cdot 100\% = 2,09\%.$$

Ввиду отдельного питания ДСП и «спокойной» нагрузки допускается работа с данным уровнем колебаний напряжений только в случае обеспечения допустимых значений колебаний напряжения на СШ3, величину которых определим по формуле

$$\partial U_{t,\text{СШ3}} = \partial U_{t,\text{СШ1}} \cdot \frac{X_{\varepsilon 1,\nu} \cdot X_{\varepsilon 4,\nu}}{X_{\varepsilon 2,\nu} \cdot X_{\varepsilon 5,\nu}}.$$

$$\partial U_{t,\text{СШ3}} = 2,09 \cdot \frac{17,56 \cdot 0,13}{18,19 \cdot 0,76} = 0,34\%.$$

Расчетное значение размаха колебаний напряжения не превышает допустимой величины в 1% [11].

9.3 Несимметрия напряжения

Работа ДСП приводит к несимметрии напряжения, характеризуемой коэффициентом несимметрии по напряжению обратной последовательности, величина которого определяется по формуле

$$k_{2.U} = \frac{U_2}{U_n} \cdot 100\% \leq 2\%, \quad (9.28)$$

где I_2 – величина тока обратной последовательности, А.

U_2 – величина напряжения обратной последовательности, кВ.

Величина напряжения обратной последовательности определяется по формуле

$$U_2 = I_2 \cdot x_{кз}. \quad (9.29)$$

Величина сопротивления КЗ в месте подключения ДСП к сборным шинам находится по формуле

$$x_{кз} = \frac{U_6^2}{S_6} \cdot x'_{кз}. \quad (9.30)$$

Величина ток обратной последовательности определяется по выражению

$$I_2 = \frac{P_{п.дсп}}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos \varphi}, \quad (9.31)$$

где $P_{п.дсп}$ – величина пульсирующей мощности, кВт.

Величина пульсирующей мощности может быть найдена по формуле

$$P_{п.дсп} = P'_{п.дсп} + P''_{п.дсп}, \quad (9.32)$$

где $P'_п, P''_п$ – мощности «мёртвой» и «дикой» фаз, кВт;

Величины мощностей «мёртвой» и «дикой» фаз определяются соответственно по формулам

$$P'_{п.дсп} = P_{н.дсп} \cdot \left(\frac{1}{3} - \frac{\xi_{кз}}{6} \right), \quad (9.33)$$

$$P''_{п.дсп} = P_{н.дсп} \cdot \left(\frac{1}{3} + \frac{\xi_{кз}}{6} \right), \quad (9.34)$$

где $\xi_{кз} = 0,3$ – коэффициент неравномерности нагрузки.

В таблице 9.4 представим расчетные величины, определённые по выражениям (9.28) – (9.34) необходимые для нахождения коэффициента несимметрии по напряжению обратной последовательности.

Таблица 9.4 – Определение коэффициента несимметрии по напряжению обратной последовательности

$x'_{кз}$, о.е.	U_6 , кВ	S_6 , МВ·А	$x_{кз}$, Ом	P_n , кВт	P'_n , кВт	P''_n , кВт	I_2 , А	U_2 , В	k_{2U} , %
7,06	10,5	1000	0,78	1333	567	767	122,2	95,0	0,91

Качество электрической энергии обеспечено, так как величина коэффициента несимметрии по напряжению обратной последовательности равна 0,76%, что не превышает допустимого значения величиной 2 %, устанавливаемого ГОСТ 32144-2013 [38].

9.4 Определение величины провала напряжения

На рисунке 9.5 представим схему замещения для определения напряжения на зажимах высоковольтного двигателя.



Рисунок 9.5 – Схема замещения для определения провала при пуске высоковольтного двигателя

Величина остаточного напряжения на СШ, от которых получает электропитание высоковольтный двигатель определяется по формуле

$$U_{дв.} = U_{ном} \cdot \frac{X_{п.э}}{X_c + X_{п.э}},$$

где $U_{ном}$ – номинальное напряжение, кВ;

x_c – величина суммарного сопротивления энергосети до сборных шин, от которых запитан высоковольтный двигатель, о.е.

$x_{п.э}$ – величина эквивалентного сопротивления узла, о.е.

Значение эквивалентного сопротивления узла возможно определить по формуле

$$X_{п.э} = \frac{S_6 \cdot U_n^2}{S_{п.э} \cdot U_6^2},$$

где S_6 – принятая величина базисной мощности, МВ·А;

$S_{п.э}$ – величина суммарной эквивалентной пусковой нагрузки узла, МВ·А;

U_6 – принятое значение базисного напряжения, кВ;

Значение суммарной эквивалентной пусковой нагрузка узла найдём по выражению

$$S_{п.э.} = \sqrt{P_{н.э.}^2 + (S_{дв.пуск} + Q_{н.э.})^2},$$

где $P_{н.э.}$ – величина активной мощности нагрузки, которая не участвует в запуске, кВт;

$S_{дв.пуск}$ – величина расчетной пусковой мощности высоковольтного двигателя, кВ·А;

$Q_{н.э.}$ – величина реактивной мощности пусковой нагрузки, которая не участвует в запуске, кВт.

Величину расчетной пусковой мощность высоковольтного двигателя

$$S_{дв.пуск} = \frac{P_{дв.н} \cdot K_{пуск}}{\cos \varphi_{дв.н} \cdot \eta_{дв.н}};$$

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

$K_{пуск}$ – величина кратности пускового тока высоковольтного двигателя.

$$S_{дв.пуск} = \frac{630 \cdot 5}{0,90 \cdot 0,90} = 3889 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Величина суммарной эквивалентной пусковой нагрузка узла

$$S_{п.э.} = \sqrt{4531^2 + (3889 + 3364)^2} = 8552 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Величина эквивалентного сопротивления узла

$$x_{п.э.} = \frac{1000 \cdot 10,5^2}{8,552 \cdot 10,5^2} = 116,9.$$

Значение остаточного напряжения на СШ, от которых запитан высоковольтный двигатель

$$U_{дв.расч} = 10,5 \cdot \frac{116,9}{7,06 + 116,9} = 9,90 \text{ кВ}.$$

Величина допустимого провала напряжения на СШ 10 кВ составляет 10 % при совместном подключении запускаемых двигателей с осветительными нагрузками, произведем проверку выполнения данного условия [40]

$$\Delta U_{\%} = \frac{U_{ном.} - U_{дв.расч}}{U_{ном.}} \cdot 100\% < 20\%.$$

$$\Delta U_{\%} = \frac{10,5 - 9,90}{10,5} \cdot 100\% = 5,7 < 20\%.$$

Выводы по разделу девять

Определены следующие коэффициент искажения синусоидальности напряжения величиной 4,71% (для СШ1) и 1,71% (для СШ3); величина размаха колебаний напряжения 2,09% (для СШ1) и 0,34% (для СШ3); величина коэффициента несимметрии по напряжению обратной последовательности равна 0,91%. Все рассмотренные показатели качества не превышают допустимых значений.

10 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Вопросы безопасности жизнедеятельности будут рассмотрены на примере главной понизительной подстанции завода металлургических машин 110/10 кВ.

10.1 Планировка и конструктивная часть ГПП

При выборе местоположения главной понизительной подстанции учтены требования ПУЭ [11], а также координаты ранее определенного символического центра электрических нагрузок (п.1.3) для снижения потерь и экономии кабельной продукции при распределении электрической энергии по территории завода металлургических машин.

Открытое распределительное устройство (ОРУ) 110 кВ выполнено по схеме 110-4Н – два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии (лист 3). Распределительное устройство 110 кВ создано на базе высоковольтных устройств с элегазовой изоляцией, таких как:

- выключатель ВЭБ-110-40/1250У1 (лист 4), который предназначен для коммутации электрических цепей при нормальных и аварийных режимах, а также работы в циклах автоматического повторного включения (АПВ), кроме того, данный выключатель снабжен измерительными трансформаторами тока встроенного типа ТВ-110;

- измерительный трансформатора напряжения ЗНОГ-110, который предназначен для нужд релейной защиты и коммерческого учёта электрической энергии.

Помимо рассмотренного оборудования на подстанции проектом предусматривается установка:

- разъединителей двухколонковых с заземляющими ножами РДЗ-110;
- трансформаторов с расщеплённой обмоткой ТРДН-32000/110-У1;
- ограничителей перенапряжения с полимерной изоляцией ОПН-П-110;
- заземлителей нейтрали ЗОН-110;
- высокочастотных заградителей ВЗ-1000-0,25 и конденсаторов связи СМП-110/3 для связи подстанции завода с энергосистемой

Расположение оборудования ОРУ-110 кВ выполнено таким образом (лист 3), чтобы обеспечивались возможности организации монтажа и ремонта оборудования с применением машин и механизмов, транспортировки трансформаторов, проезда пожарных машин и передвижных лабораторий [11]. Для этого предусмотрен автомобильный проезд с габаритными размерами 4 м по ширине и высоте, а также рельсы для передвижения силового трансформатора.

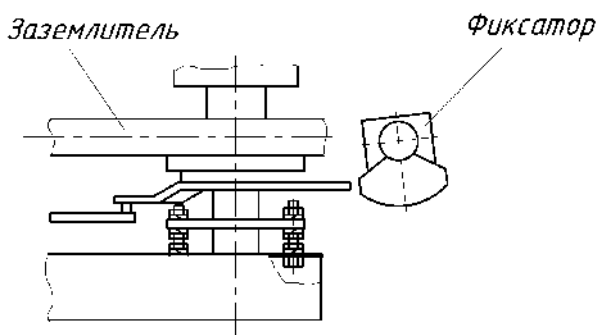
Согласно ПУЭ [11] для обеспечения безопасности работ и осмотров ОРУ-110 кВ (лист 3) выдержаны следующие изоляционные расстояния:

- между проводами разных фаз – 2500 мм;
- от токоведущих частей, элементов оборудования и изоляции, находящихся под напряжением до транспортируемого оборудования – 1650 мм;

– от токоведущих частей до верхней кромки внешнего забора или до здания и сооружения – 3500 мм.

Для обеспечения безопасности работ, производимых в ОРУ-110 кВ, применяются механическая, оперативная, а также электромагнитная блокировки, представленные на рисунках 10.1 и 10.2. Питание цепей электромагнитной блокировки 110 кВ осуществляется выпрямленным напряжением с панели питания блокировки. Электромагнитная блокировка осуществляется разрывом цепей управления привода при несоблюдении условий, при которых допустимо оперирование. Применяемые электромагнитные блокировки выполнены с одинаковым по конструкции замком и одним электромагнитным ключом [41].

Разъединитель включен, заземлители отключены



Разъединитель отключен, заземлители включены

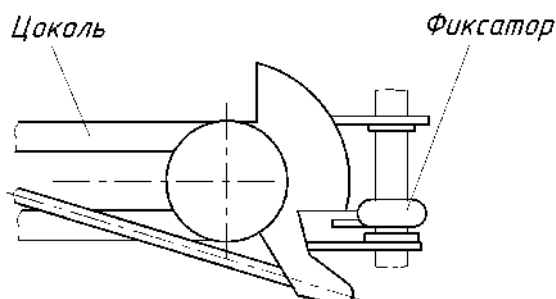


Рисунок 10.1 – Конструкция механической блокировки разъединителя РДЗ-110

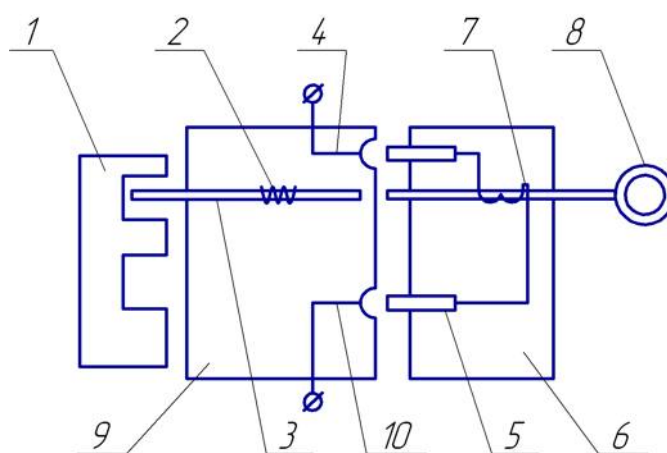


Рисунок 10.2 – Конструкция электромагнитной и замковой блокировок разъединителя РДЗ-110

Электромагнитная и замковая блокировки (рисунок 10.2) состоят из замка 9, устанавливаемого на приводе 1, и универсального переносного ключа 6. Замок 9 состоит из пластмассового корпуса, в котором размещается стержень 3, пружина 2, гнезда 4 и 10. Под действием пружины 2 стержень 3 выходит из корпуса и запирает привод 1. Переносной ключ 6 состоит из пластмассового корпуса, в котором размещены штыри 5, катушка 7 и сердечник катушки 8. Если отключение привода разрешено, то от источника постоянного тока подводится напряжение к гнездам 4 и 10. Оперативный персонал вставляет ключ штырями в гнезда замка. По катушке 7 протекает ток, намагничивая сердечник 8 и соприкасающийся с ним стержень 3. Оперативный персонал при помощи кольца вытягивает сердечник 8 и стержень 3, отпирая привод 1.

Распределительное устройство 10 кВ выполняется комплектным. ЗРУ-10 кВ состоит из ячеек КРУ типа К-129 с двухсторонним расположением, укомплектованных вакуумными выключателями типа VF12-10. Все ячейки комплектного распределительного устройства имеют механические блокировки, исключающие выкат тележки при включённом выключателе.

ЗРУ-10 располагается в отдельном помещении, имеет два выхода, расположенные с противоположных торцов здания. Двери ЗРУ-10 имеют самозакрывающиеся замки, открываемые без ключа с внутренней стороны РУ.

На всем электрооборудовании ОРУ и ЗРУ предусматриваются надписи мнемосхемы, поясняющие назначение электрооборудования, а также предупреждающие плакаты. Токоведущие части окрашены в соответствии с [11]: фаза А – желтым цветом, фаза В – зеленым, фаза С – красным.

10.2 Средства защиты от поражения электрическим током

Согласно Правилам [42] при работе в электроустановках должны применяться средства защиты от поражения электрическим током. Нормы комплектования ГПП защитными средствами представлены в таблице 10.1, согласно Инструкции [43].

Таблица 10.1 – Нормы комплектования средств защиты от поражения током

Наименование	Ед.изм.	Количество		
		0,4 кВ	10 кВ	110 кВ
1	2	3	4	5
Изолирующие клещи	шт.	1	1	1
Диэлектрические перчатки	пара	2	не менее 2	не менее 2
Диэлектрические галоши	пара	2		
Диэлектрический ковер или изолирующая подставка	шт.	по местным условиям		
Защитные очки	шт.	1	2	2
Переносные заземления	шт.	по местным условиям	не менее 2	не менее 2
Штанга изолирующая	шт.	2	2	2
Указатель напряжения	шт.	2	2	2

Продолжение таблицы 10.1

1	2	3	4	5
Диэлектрические боты	пара		1	1
Временные ограждения	шт.		не менее 2	не менее 2
Плакаты запрещающие; Знаки и плакаты предупреждающие; Плакаты предписывающие; Плакаты указательные.	шт.		по местным условиям	по местным условиям
Противогаз	шт.		2	2
Каска		не менее 2	не менее 2	не менее 2

10.3 Устройства сигнализации и контроля изоляции в сети 10 кВ

В сети 10 кВ с изолированной нейтралью в нормальном режиме работы напряжения всех трех фаз относительно земли равны фазному напряжению. При однофазном металлическом замыкании на землю напряжение поврежденной фазы относительно земли будет равно нулю, а неповрежденных фаз – увеличивается до линейного. Длительная работа в таком режиме недопустима, так как при случайном пробое изоляции неповрежденной фазы возникнет двухфазное короткое замыкание на землю.

Для контроля изоляции на секции сборных шин 10 кВ предусмотрен трансформатор напряжения НАМИ-10, имеющий две вторичные обмотки. Одна обмотка, соединенная в звезду, служит для измерения напряжения, вторая обмотка, соединенная в открытый треугольник, необходима для контроля изоляции с присоединением реле контроля изоляции (рисунок 10.3). В качестве этого реле применяется реле напряжения KV, действующее на сигнал.

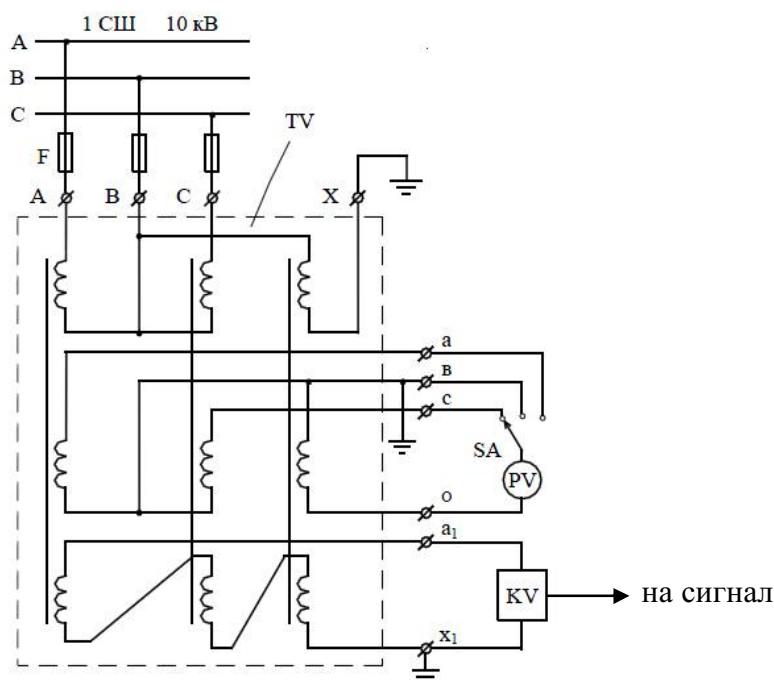


Рисунок 10.3 – Схема контроля изоляции в сети 10 кВ

В нормальном режиме па выводах этой обмотки напряжение близко к нулю. При замыкании на землю любой фазы в первичной сети симметрия напряжения нарушается, и на обмотке, соединенной в открытый треугольник, появляется напряжение нулевой последовательности $3U_0$, достаточное для срабатывания реле напряжения, которое сигнализирует о повреждении.

Для определения поврежденного присоединения с замыканием на землю предусмотрены устройства избирательной сигнализации УСЗ-3М, содержащие фильтр высших гармоник и стрелочный прибор [44]. Устройство сигнализации установлено в помещении РЗА на щите управления подстанции (лист 3). Устройство УСЗ-3М получает информацию от трансформаторов тока нулевой последовательности кабельных линий.

При появлении в сети устойчивого замыкания на землю оперативный персонал подстанции измеряет последовательно по всем присоединениям токи высших гармоник и выделяет то присоединение, где ток наибольший. После определения поврежденного присоединения принимаются меры по отысканию и устранению места замыкания на землю.

10.4 Промышленная и взрывная безопасность

ГПП – относится к опасным производственным объектам, так как на данном объекте применяются элегазовые выключатели типа ВЭБ-110-40/1250, работающие под давлением более $0,7 \text{ кг/см}^2$, согласно Федеральному закону от 21.07.97 г. №116-ФЗ (в ред.2013 г.) «О промышленной безопасности опасных производственных объектов». Данные по давлению элегаза при эксплуатации выключателя приведены в таблице 10.2.

Таблица 10.2 – Данные по давлению элегаза для ВЭБ-110-40/1250У1

Наименование параметра	Значение
1 Верхний предел избыточного давления (давление заполнения) элегаза, МПа (кгс/см^2)/плотность элегаза, кг/м^3	0,45 (4,5)/35,4
2 Нижний предел избыточного давления элегаза, МПа (кгс/см^2)/плотность элегаза, кг/м^3	0,35 (3,5)/28,5
3 Минимальное избыточное давление элегаза, при котором сохраняется номинальный уровень изоляции, МПа (кгс/см^2)/плотность элегаза, кг/м^3	0,35 (3,5)/28,5
4 Избыточное давление сигнализации, МПа (кгс/см^2)/ плотность элегаза, кг/м^3 : предупредительной уставки аварийной уставки	0,4 (4,0)/32 0,36 (3,6)/29

Монтаж, наладка, регулирование, испытания и эксплуатация в части требований безопасности производятся в соответствии с [45, 46]. Согласно данным нормам и правилам все работы производятся специально подготовленным персоналом, ознакомленным с устройством оборудования, испытательного, ремонтного и другого оборудования, правилами техники безопасности и прошедшими соответствующий инструктаж.

При наладке и испытаниях под давлением на участке где проводятся испытания, не должно быть посторонних лиц, не связанных испытаниями. Допускается проводить работы под давлением элегаза только при проверке герметичности элементов выключателя с целью определения мест утечки. Запрещается разгерметизация объемов, а также устранение утечек при наличии в элементах выключателя элегаза под давлением. Откачка элегаза производится при помощи вакуумно-компрессорной установки. Перед наполнением объемов элегазом проверяется, что весь крепеж газовых объемов завинчен до упора.

Согласно [46] техническое освидетельствование комбинированных сосудов находящихся в эксплуатации, проводится на отдельных составных частях. Освидетельствование сосудов, находящихся в эксплуатации предусматривает наружный и внутренний осмотры сосудов, их гидравлические испытания и проверку на герметичность, которые проводятся при сред них и капитальных ремонтах. Периодичность внутренних осмотров сосудов, находящихся и эксплуатации, совмещается со сроками проведения капитальных ремонтов устройства выключателя. Если при внутренних и наружных осмотрах сосудов в процессе ремонта не обнаружено повреждений сварных швов, трещин, следов коррозии и т.п. гидравлические испытания допускается не проводить. При обнаружении дефектов и после их устранения с применением сварки проводятся гидравлические испытания. Величина пробного давления при гидравлических испытаниях принимается равной 0,74 МПа (7,4 кгс/см²). Время выдержки сосуда под пробным давлением – 10 мин. При обнаружении в процессе монтажа или эксплуатации выключателя значительных утечек элегаза, кроме наружного осмотра, производится обследование сосудов течеискателем (или промывливанием) для установления места течи. Если место течи обнаружено на сварных швах (а не в разъёмных соединениях), то разгерметизированный элемент демонтируется, ремонтируется и после ремонта вновь проходит гидравлические испытания.

Гидравлическое испытание допускается заменять пневматическим испытанием при условии контроля этого испытания методом акустической эмиссии. Пневматическое испытание сосуда проводится сжатым азотом, испытание сжатым воздухом не допускается. Величина пробного пневматического давления принимается равной величине пробного гидравлического давления. Время выдержки сосуда по пробным давлением должно быть не менее 5 мин. Затем давление в испытываемом сосуде должно быть снижено до расчетного произведен осмотр суда с проверкой герметичности его швов с помощью течеискателя. Для предотвращения вреда здоровью персонала при осмотрах элегазового оборудования и возможной утечке элегаза нужно использовать комплект средств защиты, состоящий из следующих предметов: респиратор, защитные перчатки, костюм химзащиты.

10.5 Пожарная безопасность

С целью предупреждения возникновения пожара в распределительных устройствах 110 и 10 кВ на ГПП предусмотрены следующие технические мероприятия и решения [46]:

– Электрооборудование и сети в процессе эксплуатации не загружаются выше допустимых пределов, а при коротком замыкании имеют достаточную отключающую способность и термическую стойкость;

– В ЗРУ-10 кВ применены вакуумные выключатели типа VF12-10, а на ОРУ-110 кВ – выключатели ВЭБ-110-40/1250У1 с элегазовой изоляцией;

– Для защиты электрооборудования предусмотрены устройства релейной защиты и автоматики на база микропроцессорных терминалов Seram;

– Перекрытие кабельных каналов выполнены съемными плитами из несгораемых материалов в уровень с чистым полом помещения;

– Силовые кабели 10 кВ марки АПвП выполнены с изоляцией из сшитого полиэтилена.

Для предотвращения растекания масла при повреждениях маслonaполненных силовых трансформаторов выполнены маслоприемники, рассчитанные на прием 100 % масла, содержащегося в корпусе трансформатора. Габариты маслоприемника выступают за габариты трансформатора на 2 м [11, п.4.2.69]. В пределах бортовых ограждений маслоприемника гравийная засыпка содержится в чистом состоянии и не реже одного раза в год промывается. Удаление масла из маслоприемника предусмотрено переносным насосным агрегатом.

В ЗРУ-10 кВ предусмотрена автоматическая система пожарной сигнализации предназначенная для раннего обнаружения и определения очага пожара в контролируемых помещениях, выдачи сигналов «Пожар» и «Неисправность» дежурному персоналу на пост постоянного дежурства.

Система пожарной сигнализации и оповещения включает в себя извещатели автоматической и ручной пожарной сигнализации интегрированной системы охраны «Орион», а также звуковые оповещатели, установленные в соответствии с требованиями нормативной документации [47].

Для локализации очагов пожара на ГПП имеются следующие первичные средства пожаротушения:

1 ЗРУ-110 кВ:

– пожарный щит ЩП-Е с принадлежностями (багор – 1шт; комплект для резки электропроводов: ножницы диэлектрические, боты диэлектрические, коврик – 1 комп; противопожарное полотно – 1шт; лопата совковая – 1шт; ящик для песка ЯП-0,5 – 1шт, огнетушитель ОП-8 – 4 шт).

– ящик с песком у каждого трансформатора.

2 ЗРУ-10 кВ: ящик с песком, пожарный щит ЩП-Е с принадлежностями.

10.6 Молниезащита ГПП

Молниезащиту ГПП следует выполнять не ниже III уровня защиты в соответствии с требованиями [48].

Комплексная система молниезащиты состоит из двух основных функциональных частей – внешней и внутренней молниезащиты. Назначение внешней молниезащиты – защита от прямого удара молнии с последующей канализацией энергии разряда в землю.

В её состав входят:

- молниеприёмники – часть внешней молниезащиты, которая предназначена для приема разряда молнии;
- токоотводы – часть внешней молниезащиты, которая предназначена для отвода тока разряда молнии от молниеприёмников к заземляющему устройству;
- заземляющее устройство – часть внешней молниезащиты, канализирующая энергию молнии в землю для последующего её безопасного распределения.

Основное назначение внутренней молниезащиты – это защита электронного оборудования и электропроводки от импульса перенапряжения, который возникает не только при прямом, но, что более вероятно, при удаленном ударе.

Защита ЗРУ-10 от прямых ударов молнии выполняется с помощью молниеприёмной сетки, расположенной на крыше здания. Молниеприёмная сетка выполняется круглой сталью диаметром 8 мм, шаг ячеек сетки 6×6 м, узлы сетки соединены с помощью сварки. Спуски молниеприёмной сетки к наружному контуру заземления цеха выполняются круглой сталью диаметром 8 мм.

Молниезащита ОРУ-110 кВ выполняется с помощью четырёх отдельностоящих молниеотводов М1 – М4. Расположение выбранных молниеотводов М1 – М4, с указанием границ зон защит на уровне защищаемых объектов представлено на рисунке 10.4.

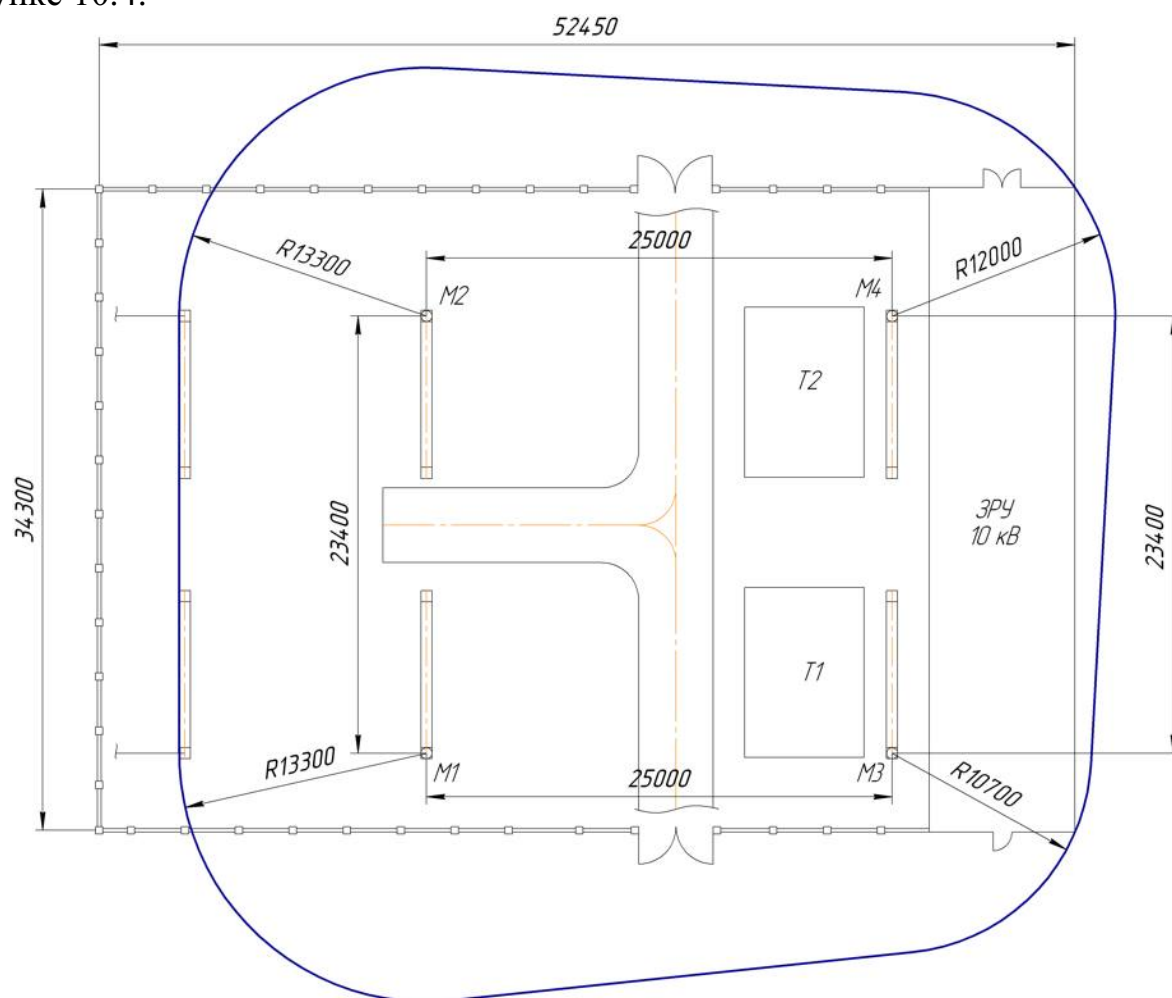


Рисунок 10.4 – Зона молниезащиты главной понизительной подстанции на уровне защищаемых объектов

13.03.02.2019.118.00.00 ПЗ

Построение внешних областей зон молниеотводов (полуконусов с габаритами h_0, r_0) производится по формулам для одиночных стержневых молниеотводов.

Высота молниеотвода определяется по выражению [48]

$$\begin{cases} r_x = r_0 \cdot (h_0 - h_x) / h_0, \\ h_0 = 0,85 \cdot h, \\ r_0 = 1,2 \cdot h. \end{cases} \Rightarrow h = \frac{1,2 \cdot h_x + 0,85 \cdot r_x}{1,02}, \quad (10.1)$$

где h_x – высота защищаемого объекта, м;

r_x – радиус зоны защиты молниеотвода на высоте h_x , м;

h_0 – вершина конуса защиты молниеотвода, м;

r_0 – радиус основания конуса зоны защиты молниеотвода на уровне земли, м.

Руководствуясь выражением (10.1) определим: высоту, вершину конуса защиты на уровне земли, радиус основания конуса защиты на уровне земли для молниеотводов М1 и М2

$$h_1 = h_2 = \frac{1,2 \cdot 14,0 + 0,85 \cdot 13,3}{1,02} = 27,6 \text{ м.}$$

$$h_{01} = h_{02} = 0,85 \cdot 27,6 = 23,4 \text{ м.}$$

$$r_{01} = r_{02} = 1,2 \cdot 27,6 = 33,1 \text{ м.}$$

Аналогичным образом производятся расчеты для остальных молниеотводов, результаты расчетов представлены в таблице 10.3.

Таблица 10.3

Обозначение	М1	М2	М3	М4
r_x , м	13,3	13,3	12,0	10,7
h_x , м	14,0	14,0	5,8	5,8
h , м	27,6	27,6	16,8	15,7
h_0 , м	23,4	23,4	14,3	13,4
r_0 , м	33,1	33,1	20,2	18,9

Рассмотрим зоны защиты двойных молниеотводов. Молниеотвод считается двойным, когда расстояние между стержневыми молниеприемниками L не превышает предельной величины L_{\max} . Размеры внутренних областей двойного молниеотвода определяются параметрами h_0 и h_c первый из которых задаёт максимальную высоту зоны непосредственно у молниеотвода, а второй – минимальную высоту зоны посередине между молниеотводами

$$\begin{cases} L \leq L_c, \\ h_{c0} = h_0, \\ L_{\max} = 5,75 \cdot h, \\ L_c = 2,5 \cdot h. \end{cases} \quad (10.2)$$

где L – расстояние между молниеотводами, м;

L_{\max} , L_c – предельные расстояния, м;

h_{c0} – высота зоны защиты посередине между молниеотводами, м.

Например, для двойного молниеотвода М12 предельные расстояния

$$L_{\max} = 5,75 \cdot 27,6 = 95,3 \text{ м.}$$

$$L_c = 2,5 \cdot 27,6 = 68,9 \text{ м.}$$

Полученное значение L_{\max} не превышает расстояния между молниеотводами М1 и М2 $L_{12} = 23,4$ м, поэтому молниеотвод М12 считается двойным.

Так как $L_c < L_{12}$, то

$$h_{c0.12} = h_{01} = h_{02} = 23,4 \text{ м.}$$

Размеры внутренней области зоны защиты двойных разновысотных молниеотводов определяются по формулам

$$h_c = \frac{h_{01} + h_{02}}{2}. \quad (10.3)$$

$$r_c = \frac{r_{01} + r_{02}}{2}. \quad (10.4)$$

Например, для молниеотвода М13

$$h_{c13} = \frac{23,4 + 14,3}{2} = 18,9 \text{ м.}$$

$$r_{c13} = \frac{33,1 + 20,2}{2} = 26,6 \text{ м.}$$

Аналогичным образом производятся расчеты для остальных молниеотводов по выражениям (10.2) – (10.4), результаты расчетов представлены в таблице 10.4.

Таблица 10.4

Обозначение	М1-М2	М3-М4	М1-М3	М2-М4
L , м	23,4	23,4	25	25
L_c , м	68,9	68,9	55,5	54,1
L_{\max} , м	158,4	158,4	127,6	124,5
h_c , м	23,4	23,4	18,9	18,4
r_c , м	33,1	19,5	26,6	26,0

10.7 Расчёт заземления

В проекте приведен пример выполнения заземления подстанции по нормам на допустимое напряжение прикосновения [49] с учетом характеристик грунта и величины тока однофазного короткого замыкания.

Исходная схема для расчёта тока однофазного короткого замыкания представлена на рисунке 10.5.

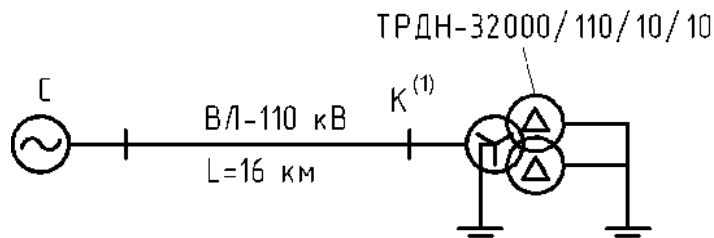


Рисунок 10.5 – Расчётная схема

Расчётный ток однофазного короткого замыкания определим по формуле

$$I_k^{(1)} = \frac{3 \cdot S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6 \cdot x_9}, \quad (10.5)$$

где $S_6 = 1000$ – базисная мощность, МВ·А;

$U_6 = 115$ – базисное напряжение, кВ;

x_9 – эквивалентное сопротивление.

При однофазном коротком замыкании эквивалентное сопротивление определяется по формуле

$$x_9 = x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}, \quad (10.6)$$

где $x_{1\Sigma}$ – суммарное сопротивление прямой последовательности;

$x_{2\Sigma}$ – суммарное сопротивление обратной последовательности ($x_{2\Sigma} = x_{1\Sigma}$);

$x_{0\Sigma}$ – суммарное сопротивление нулевой последовательности.

Схема для расчёта сопротивлений прямой и обратной последовательностей приведена на рисунке 10.6.

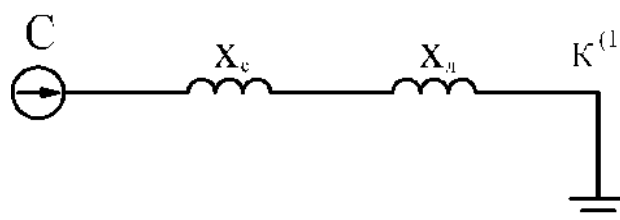


Рисунок 10.6 – Схема замещения для расчёта сопротивлений прямой и обратной последовательности

Суммарное сопротивление прямой и обратной последовательностей

$$x_{1\Sigma} = x_{2\Sigma} = x_c + x_l, \quad (10.7)$$

где $x_c = 0,37$ – сопротивление системы;

$x_l = 0,53$ – сопротивление воздушной линии.

Для расчёта сопротивления нулевой последовательности составим схему замещения (рисунок 10.7).

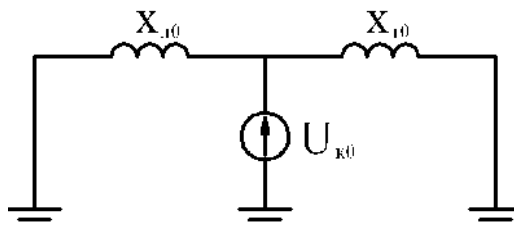


Рисунок 10.7 – Схема замещения для расчёта сопротивления нулевой последовательности

Суммарное сопротивление нулевой последовательности

$$X_{0\Sigma} = \frac{X_{T0} \cdot X_{Л0}}{X_{T0} + X_{Л0}}. \quad (10.8)$$

Сопротивление нулевой последовательности для двухцепной ВЛ с грозозащитным тросом определяется по формуле:

$$X_{Л0} = 6 \cdot X_{ВЛ}. \quad (10.9)$$

Сопротивление трансформатора определим по выражению

$$X_{T0} = 1,875 \cdot \frac{U_k \cdot S_{\phi}}{100 \cdot S_{ном}}. \quad (10.10)$$

Результаты расчета однофазного замыкания на землю в сети 110 кВ, выполненные по формулам (10.5) – (10.10) представим в таблице 10.5.

Таблица 10.5

$I_k^{(1)}$, кА	$X_{1\Sigma} = X_{2\Sigma}$	$X_{Л0}$	X_{T0}	$X_{0\Sigma}$	x_s
6,68	0,90	3,19	6,15	2,10	3,91

Допустимое значение напряжения прикосновения зависит от длительности воздействия тока на человека

$$\tau_B = t_{р.з} + t_{о.в}, \quad (10.11)$$

где $t_{р.з} = 1,5$ – время действия максимальной токовой защиты трансформатора ГПП, с;
 $t_{о.в} = 0,06$ – полное время отключения выключателя ВЭБ-110, с.

В соответствии с [49] длительности воздействия тока на человека, определенной по формуле (10.12), и равной 1,56 с соответствует наибольшее допустимое напряжение прикосновение $U_{пр.доп} = 65$ В.

Действительный план заземляющего устройства преобразуем в расчетную модель, представленную на рисунке 10.6 со стороны

$$\sqrt{S} = \sqrt{42,6 \cdot 32,3} = 37,1 \text{ м.}$$

Напряжение, приложенное к человеку

$$U_{\text{ч}} = I_{\text{к}}^{(1)} \cdot R_3 \cdot \alpha \cdot \beta, \quad (10.12)$$

где R_3 – общее сопротивление сложного заземлителя, Ом;

α – коэффициент распределения потенциала по поверхности земли.

Общее сопротивление сложного заземлителя

$$R_3 = A \cdot \frac{\rho_{\text{эк.с}}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\text{эк.с}}}{L_{\text{Г}} + L_{\text{В}}}, \quad (10.13)$$

где A – безразмерный коэффициент, зависящий от соотношения удельных электрических сопротивлений слоев земли;

$\rho_{\text{эк.с}}$ – эквивалентное удельное среднее сопротивление земли, Ом·м;

$L_{\text{Г}}$ – суммарная длина всех горизонтальных проводников сетки, м.

Коэффициент A определяется из условия

$$\begin{cases} 0 \leq \frac{l_{\text{В}} + t}{\sqrt{S}} \leq 0,5, \\ A = 0,385 - 0,25 \cdot \frac{l_{\text{В}} + t}{\sqrt{S}}, \end{cases} \quad (10.14)$$

где $l_{\text{В}} = 5$ – длина вертикальных заземлителей, м;

$t = 0,7$ – глубина заложения заземлителей, м.

Эквивалентное удельное среднее сопротивление земли определяется из системы выражений

$$\begin{cases} \rho_{\text{эк.с}} = \rho_2 \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^{\Delta}, \\ 0,1 \leq \frac{\rho_1}{\rho_2} < 10, \\ \Delta = 0,19 \left(1 + \lg \frac{4,8 \cdot h_{\text{с}}}{l_{\text{В}}} \right). \end{cases} \quad (10.15)$$

где $\rho_1 = 50$ – удельное сопротивление верхнего слоя грунта, Ом·м.

$\rho_2 = 130$ – удельное сопротивление нижнего слоя грунта, Ом·м.

$h_{\text{с}} = 2,2$ – толщина слоя сезонных изменений, м;

$l_{\text{В}} = 8$ – длина вертикального электрода, м.

Число ячеек по стороне квадрата, представленное на рисунке 10.8

$$m = \frac{L_r}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1. \quad (10.16)$$

где L_r – суммарная длина всех горизонтальных проводников сетки, м

Длина полос в расчетной модели

$$L'_r = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1). \quad (10.17)$$

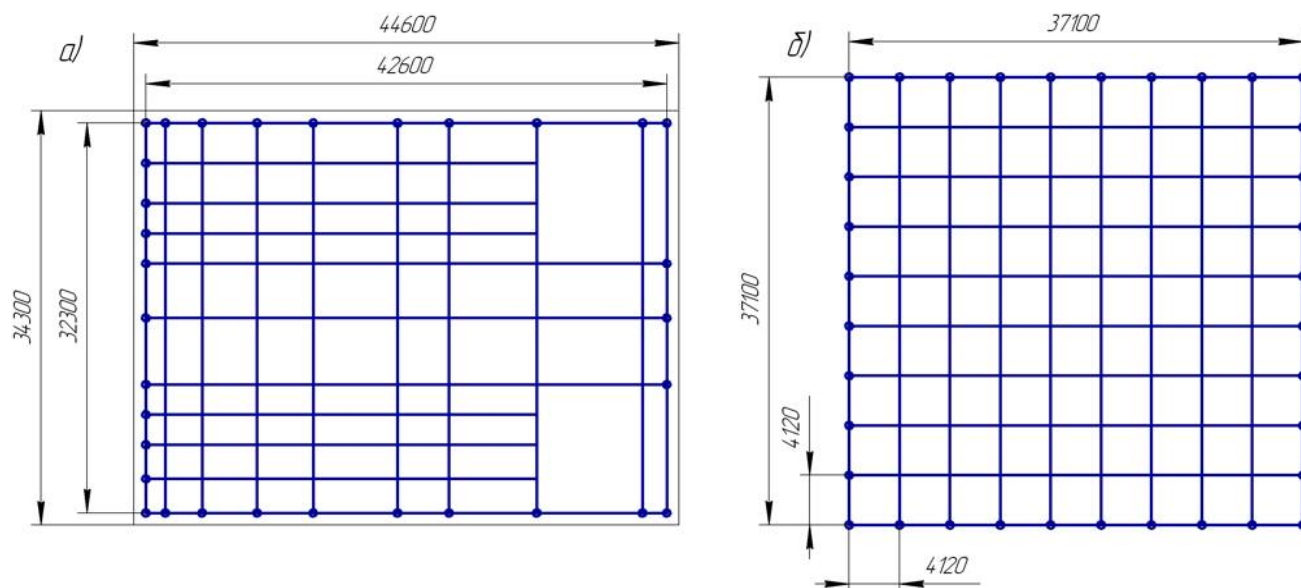


Рисунок 10.8 – Защитное заземление: а) заземляющее устройство подстанции; б) расчетная модель.

Длина сторон ячейки

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m}. \quad (10.18)$$

Число вертикальных заземлителей по периметру контура при $a/l_b = 1$

$$n_b = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{1 \cdot l_b}. \quad (10.19)$$

Общая длина вертикальных заземлителей

$$L_b = l_b \cdot n_b. \quad (10.20)$$

Определение параметров расчетной модели, выполненное по выражениям (10.16) – (10.20), представим в таблице 10.6.

Таблица 10.6 – Параметры расчетной модели

m, шт	b, м	n _в , шт	L' _г , м	L _в , м
9	4,12	19	741,9	152,0

Коэффициент распределения потенциала по поверхности земли

$$\alpha = M \cdot \left(\frac{b \cdot \sqrt{S}}{l_{в} \cdot L'_{г}} \right)^{0,45}, \quad (10.21)$$

где M = 0,36 – параметр, зависящий от соотношения ρ₁ / ρ₂.

Коэффициент, учитывающий сопротивление стекания тока на землю

$$\beta = \frac{R_{ч}}{R_{ч} + R_{с}} \quad (10.22)$$

где R_ч = 1000 – сопротивление тела человека, Ом;

R_с – сопротивление поверхностного слоя грунта, Ом.

Сопротивление поверхностного слоя грунта

$$R_{с} = 1,5 \cdot \rho_1. \quad (10.23)$$

Результаты промежуточных расчетов, выполненные по формулам (10.12) – (10.15), (10.21) – (10.23), представим в таблице 10.7.

Таблица 10.7

A	Δ	ρ _{эк.с} , Ом·м	α	R _с , Ом	β	R _з , Ом	U _ч , В
0,326	0,21	106	0,07	75	0,93	0,48	207

Как видно из данных таблицы 10.6 расчетное значение напряжения прикосновения превышает предельно допустимое значение. Для уменьшения напряжения прикосновения применим подсыпку слоя щебня (ρ_щ = 5000 Ом·м) толщиной 0,2 м по всей территории ОРУ.

Расчетные величины для данного варианта представим в таблице 10.8 с учетом того, что подсыпка щебня не влияет на растекание тока с заземляющего устройства, так как глубина заложения заземлителей больше толщины слоя щебня, поэтому соотношение ρ₁/ ρ₂ и величина M останутся неизменными.

Таблица 10.8

A	Δ	$\rho_{\text{э.с.}}, \text{ Ом}\cdot\text{м}$	α	$R_{\text{с}}, \text{ Ом}$	β	$R_{\text{з}}, \text{ Ом}$	$U_{\text{ч}}, \text{ В}$
0,326	0,21	106	0,07	7500	0,12	0,48	26,2

Из таблицы 10.7 следует, что расчетное значение напряжения прикосновения не превышает допустимых значений.

10.8 Освещение ОРУ-110/10 кВ

Освещение открытой части подстанции предусматривается с использованием светодиодных прожекторов марки DS-Street 200 [50], установленных на опорах молниеотводов. При этом обеспечивается нормированная освещенность поверхностей $E_{\text{н}} = 10,0 \text{ лк}$ [5]. Суммарный световой поток [51]

$$\sum \Phi = E_{\text{н}} \cdot S \cdot k_{\text{з}} \cdot k_{\text{п}},$$

где $E_{\text{н}}$ – нормируемая освещенность, лк;

S – площадь освещаемой территории, м^2 ;

$k_{\text{з}}$ – коэффициент запаса, учитывающий потери света от загрязнения отражателя, защитного стекла, лампы;

$k_{\text{п}}$ – коэффициент, учитывающий потери света в зависимости от конфигурации освещённой площадки.

Площадь территории ОРУ-110/10 кВ

$$S = A \cdot B,$$

где A – длина территории ОРУ-110/10 кВ, м;

B – ширина территории ОРУ-110/10 кВ, м.

$$S = 52,45 \cdot 34,3 = 1799 \text{ м}^2.$$

Суммарный световой поток

$$\sum \Phi = 10 \cdot 1799 \cdot 1,5 \cdot 1,5 = 40478 \text{ лм.}$$

Для освещения приняты светильники марки DS-Street 200 с техническими характеристиками [50]:

– тип и мощность лампы – светодиодная, 200 Вт;

– КПД прожектора $\eta_{\text{с}} = 0,42$;

– максимальная сила света $I_{\text{max}} = 24000 \text{ кд}$;

– световой поток светильника $\Phi_{\text{с}} = 26000 \text{ лм}$.

Необходимое число светильников

$$N_{\text{с}} = \frac{\sum \Phi}{\Phi_{\text{с}} \cdot \eta_{\text{с}}}.$$

$$N_{\text{пр}} = \frac{40477}{26000 \cdot 0,42} = 3,70.$$

Принимаем число прожекторов равное 4.
Определим высоту установки прожектора [5]

$$H = \sqrt{\frac{I_{\text{max}}}{700}}.$$

$$H = \sqrt{\frac{24000}{700}} = 5,9 \text{ м.}$$

Выводы по разделу десять

Рассмотрены вопросы безопасности жизнедеятельности на примере ГПП завода металлургических машин, выполнены расчеты молниезащиты, заземления и освещения.

11 ЭКОНОМИКО-УПРАВЛЕНЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

С целью повышения энергетической эффективности оборудования и электрических сетей, а также улучшению показателей качества электроэнергии рассмотрим технико-экономическое сравнение двух вариантов схем внешнего электроснабжения напряжением: 35 кВ и 110 кВ.

11.1 Результаты технико-экономического расчета

Результаты единовременных, текущих и приведенных затрат для рассматриваемых вариантов схем внешнего электроснабжения напряжением 35 кВ и 110 кВ представлены в таблице 11.1 (п.4 пояснительной записки).

Таблица 11.1 – Результаты технико-экономического расчета

Вариант схемы	Капитальные затраты К, тыс. руб.	Приведённые капитальные затраты $\sum K_i E_i$, тыс. руб./год.	Потери электроэнергии ΔA , МВт·ч/год	Стоимость потерь электроэнергии, тыс. руб./год	Годовые приведённые затраты, тыс. руб./год
U = 35 кВ	55184	9306	1783	14208	23514
U = 110 кВ	114010	20260	818	5669	25930

Так как разница в приведенных затратах не превышает 15%, то выбирается вариант схемы внешнего электроснабжения напряжением 110 кВ, так как данная схема обладает рядом преимуществ в сравнении со схемой 35 кВ: выше номинальное напряжение; меньше расход цветного металла на провода воздушных линий; лучшая возможность развития сети при росте нагрузок и появлении новых пунктов потребления электроэнергии.

11.2 Модель SWOT-анализа вариантов технических решений

Осуществим SWOT анализ ранее выбранных вариантов схем внешнего электроснабжения напряжением: 35 кВ и 110 кВ. Для этого составим матрицу, в квадрантах которой приведём сильные (S), слабые (W) стороны каждого варианта, его возможности (O) и угрозы (T) существованию на предприятии [52]. SWOT-анализ вариантов схем внешнего электроснабжения напряжением 35 кВ и 110 кВ представим на рисунках 11.1 и 11.2 соответственно.

Качественный анализ вариантов схем внешнего электроснабжения дополнил ранее произведенные экономические сопоставления, по результатам которых можно сделать вывод об обоснованности ранее принятой схемы внешнего электроснабжения напряжением 110 кВ в сравнении с напряжением 35 кВ.

<p align="center">S:</p> <p>1 Возможность развития производства и подключения дополнительных потребителей электрической энергии. 2 Сокращение потерь напряжения при передаче электрической энергии. 3 Сокращение потерь мощности при передаче электрической энергии. 4 Сокращение потерь электроэнергии при передаче электрической энергии.</p>	<p align="center">W:</p> <p>1 Более значительные капитальные затраты на установку и монтаж электрооборудования. 2 Высокий класс напряжения требует высокого уровня изоляции для электрооборудования. 3 Увеличенная охранная зона для воздушных линий электропередачи</p>
<p align="center">O:</p> <p>1 Рост рынка энергоресурсов. 2 Широкий спектр электротехнической продукции, для реализации проектов.</p>	<p align="center">T:</p> <p>1 Высокий износ оборудования генерирующей электрической сети. 2 Высокие технологические потери при транспорте электроэнергии.</p>

Рисунок 11.1 – SWOT-анализ схемы внешнего электроснабжения напряжением 110 кВ

<p align="center">S:</p> <p>1 Малые капитальные затраты на реализацию проекта. 2 Более низкий класс изоляции в связи с низким напряжением сети. 3 Меньшие габариты под застройку главной понизительной подстанции.</p>	<p align="center">W:</p> <p>1 Рост потерь напряжения при передаче электрической энергии. 2 Рост потерь мощности при передаче электрической энергии. 3 Рост потерь электроэнергии при передаче электрической энергии.</p>
<p align="center">O:</p> <p>1 Рост рынка энергоресурсов. 2 Широкий спектр электротехнической продукции, для реализации проектов.</p>	<p align="center">T:</p> <p>1 Высокий износ оборудования генерирующей электрической сети. 2 Высокие технологические потери при транспорте электроэнергии.</p>

Рисунок 11.2 – SWOT-анализ схемы внешнего электроснабжения напряжением 35 кВ

11.3 Пирамида целеполагания предприятия

Пирамида целеполагания (рисунок 11.3) даёт возможность наглядно показать предназначение предприятия в условиях рыночной экономики, увидеть план перспективного развития, а также пути достижения поставленных перед предприятием целей.

Для организации процесс выбора миссии и формирования целей является очень важным фактором на пути к успеху. Целевое начало в деятельности организации возникает отнюдь не только потому, что ей нужно иметь ориентиры, чтобы не погибнуть в изменяющемся окружении. В первую очередь целевое начало в деятельности организации возникает потому, что организация – это объединение людей, преследующих определенные цели. Постановка целей начинается с высшего менеджмента организации. Первый этап процесса планирования предполагает изложение миссии и формулировку стратегических целей компании.



Рисунок 11.3 – Модель пирамиды целеполагания

11.4 Модель дерева целей повышения энергетической эффективности

Дерево целей представляет собой структурную модель (рисунок 11.4), показывающую соподчинённость и связь целей подразделений в иерархии управления. Для его построения цель предприятия делится на проектные цели.

Цели определяются в логической схеме: «идеальное видение» будущего состояния предприятия – иерархия целей проекта (по уровням системы управления с отражением специфики систем электроснабжения, измеримости по масштабам и срокам) – планы подразделений энергохозяйства.

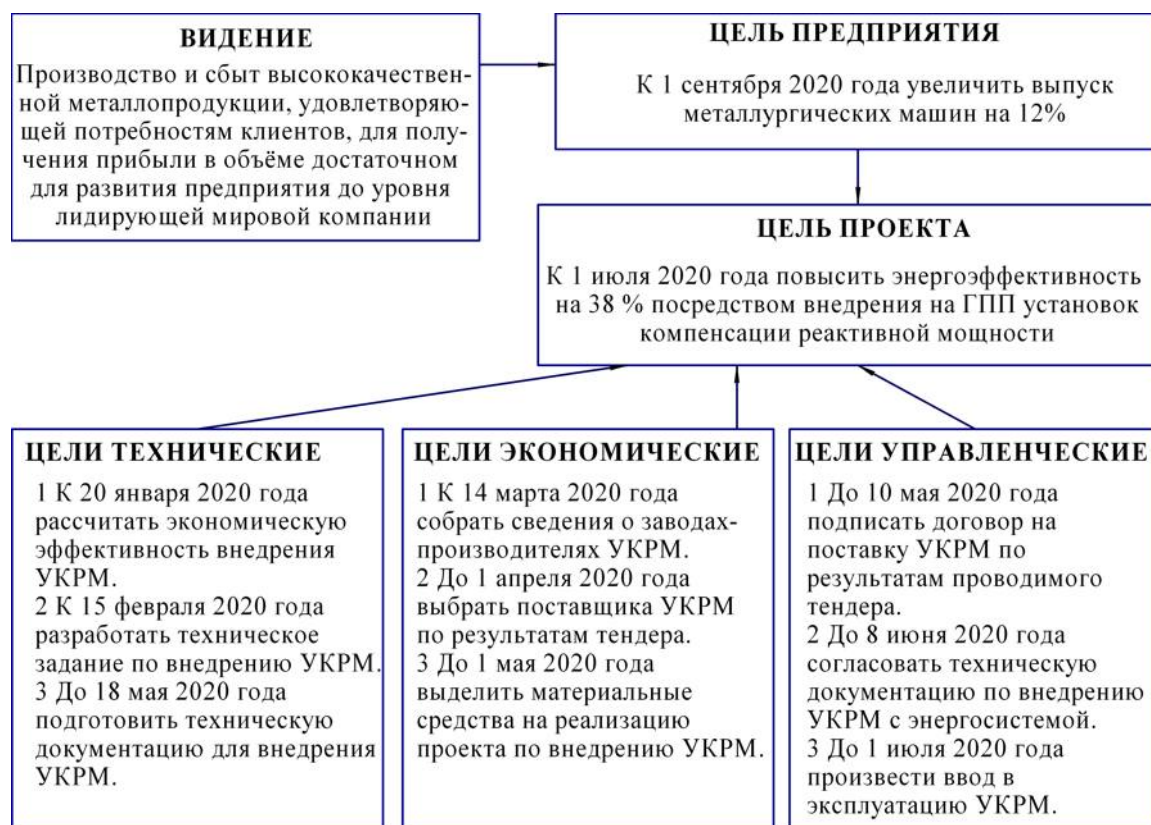


Рисунок 11.4 – Дерево целей проекта

11.5 Модель поля сил реализации проекта СЭС 110 кВ

Рассмотрим соотношение движущих сил реализации проекта и сдерживающих сил, этому препятствующих, на схеме их дисбаланса, представленной на рисунке 11.5.

Движущие силы:

- сокращение энергозатрат – влияние среднее, так снижение затрат на энергоресурсы, позволяет снизить себестоимость продукции и увеличить прибыль предприятия, а энергозатраты снижаются ввиду компенсации реактивной мощности;

- снижение потерь в элементах электрической сети, влияние сильное, так как это в конечном итоге приводит к значительной экономии, если брать во внимание годовые приведённые затраты;

– возможность развития производства и подключения дополнительных потребителей, влияние сильное, так в перспективе появляется возможность нарастить производственные мощности.

Сдерживающие силы:

– дефицит финансовых ресурсов – влияние сильное, так как невозможно реализовать проект без них;

– наличие дополнительных помещений в ЗРУ для размещения УКРМ – влияние среднее, так как на подстанции присутствует дефицит свободных площадей.

– требования к качеству электрической энергии – влияние слабое, так как наличие нелинейной нагрузки приводит к необходимости в установке защитных реакторов, а значит дополнительным расходам.

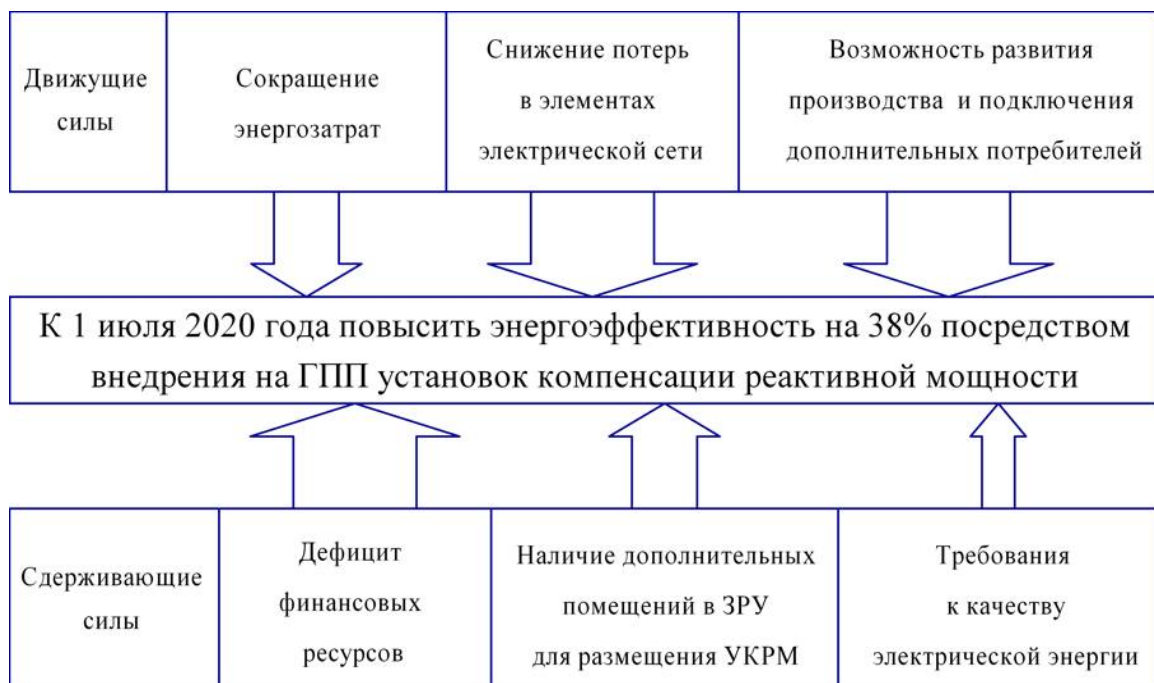


Рисунок 11.5 – Модель оценки дисбаланса сил при реализации проекта

Таким образом видно, что на данном предприятии движущие силы сильнее сдерживающих, что безусловно относится к положительным моментам. Для минимизации влияния сдерживающих сил необходимо изыскать средства для реализации проекта, посредством кредитной линии.

11.6 Планирование мероприятий по реализации целей проекта

План реализации одной из целей проекта, а именно внедрение на ГПП установок компенсации реактивной мощности (УКРМ) с целью повышения энергоэффективности, представлена в таблице 11.2. Комплекс работ по реализации проекта показан в виде ленточного графика по этапам проектных работ. Продолжительность работ определяется целями и стратегиями, определенными ранее.

На графике отрезками прямых изображается весь цикл работ, представленных в таблице 11.2. С учётом того, что они могут выполняться параллельно и последовательно, определяются сдвиги начала «лент», показывающих продолжительность работ.

Таблица 11.2 – План-график Ганта

Этап работы	Исполнитель	Количество исполнителей	Продолжительность этапа, мес, 2020 год							
			1	2	3	4	5	6	7	
Расчет экономической эффективности внедрения УКРМ	Инженер ОГЭ	1								
Разработка технического задания по внедрению УКРМ	Инженер ОГЭ	1								
Сбор сведений о производителях УКРМ	Маркетолог	1								
Проведение тендера на приобретение УКРМ	ОГЭ Ген. Директор	2								
Создание проекта установки УКРМ на предприятии	Сторонняя организация	2								
Оформление технической документации, необходимой для внедрения УКРМ на предприятии	Инженер ОГЭ сторонняя организация	2								
Согласование технической документации по внедрению УКРМ с энергосистемой	Главный энергетик	1								
Монтаж УКРМ	Сторонняя организация	4								
Ввод в эксплуатацию УКРМ	Главный энергетик	1								

Выводы по разделу одиннадцать

В данном разделе рассмотрены вопросы экономики и управления на предприятии на примере выбора схемы внешнего электроснабжения из рассматриваемых вариантов напряжением класса 35 и 110 кВ.

12 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

12.1 Выбор устройств релейной защиты в сети 0,4 кВ

Аппаратами релейной защиты в сети 0,4 кВ выступают автоматические выключатели. В данном разделе выполним расчёт уставок автоматических выключателей, устанавливаемых в рассматриваемой системе электроснабжения, для защиты: кабельной линии АПвБШв-1 (4x185), по которой передается электропитание для РПН-4 и сборных шин 0,4 кВ цеховой трансформаторной подстанции ТП-12.

Расчёт выполним на примере выбора уставок для автоматического выключателя, защищающего кабельную линию, питающую РПН-4.

Величина номинальный ток выключателя принимается из условия

$$I_{\text{ном.АВ}} \geq I_{\text{р.мах}} \cdot \quad (12.1)$$

где $I_{\text{р.мах}}$ – величина максимального рабочего тока, А.

$$I_{\text{ном.АВ}} \geq 289 \text{ А.}$$

Согласно справочным данным выбираем автомат Compact NSX400F, имеющий следующие технические параметры: $I_{\text{ном.АВ}} = 400 \text{ А}$, $I_{\text{сш}} = 36 \text{ кА}$.

Управление автоматическим выключателей осуществляется посредством микропроцессорного терминала Micrologic 5.0 [53]. Выполним расчёт уставок следующих защит: защиты от перегруза, селективной токовой отсечки, мгновенной токовой отсечки.

Величина уставки защиты от перегрузки определяется из условия [54]

$$I_{\text{г.АВ}} \geq I_{\text{р.мах}} \cdot$$

Скорректируем полученное значение в соответствии с возможностями блока Micrologic 5.0, а именно

$$I_{\text{г.АВ}} = 0,8 \cdot 400 = 320 > 289 \text{ А.}$$

Величины условных токов срабатывания и несрабатывания для защиты от перегруза определяются по формулам

$$I_{\text{н.д}} = 1,05 \cdot I_{\text{г.АВ}} \cdot \quad (12.2)$$

$$I_{\text{д}} = 1,20 \cdot I_{\text{г.АВ}} \cdot \quad (12.3)$$

После подстановки численных значений в формулы (12.2) – (12.3) получим

$$I_{\text{нд}} = 1,05 \cdot 320 = 336 \text{ А.}$$

$$I_{\text{д}} = 1,20 \cdot 320 = 416 \text{ А.}$$

Принятая уставка $t_{r.QF4} = 4$ с учётом зоны разброса имеет следующие характеристики:

- от 80,0 с до 100,0 с при $1,5 \cdot I_{r.QF4} = 1,5 \cdot 320 = 480$ А;
- от 3,2 с до 4,0 с при $6 \cdot I_{r.QF4} = 6 \cdot 320 = 1920$ А;
- от 2,24 с до 2,80 с при $7,2 \cdot I_{r.QF4} = 7,2 \cdot 320 = 2304$ А.

Уставка селективной токовой отсечки определяется из следующего соотношения

$$\frac{I_{\text{пик.QF4}}}{I_{r.QF4}} = \frac{1267}{320} = 3,96 \leq \frac{I_{\text{sd.QF4}}}{I_{r.QF4}}.$$

Тогда величина стандартной уставки селективной токовой отсечки составит $I_{\text{sd.QF4}} = 4 \cdot I_{r.QF4} = 4 \cdot 320 = 1280$ А, с учетом зоны разброса $\pm 10\%$ получим $0,9 \cdot 1280 = 1152$ А и $1,1 \cdot 1280 = 1408$ А.

Величина коэффициента чувствительности определяется по формуле [55]

$$K_{\text{чув.с.о.}} = \frac{I_{\text{к.6}}^{(2)}}{I_{\text{sd.AB}}} \quad (12.4)$$

$$K_{\text{чув.с.о.}} = \frac{8300}{1280} = 6,5 > 1,5.$$

Уставка t_{sd} принимается равной 0,1, а с учетом зоны разброса составит

$$\Delta t_{\text{sd.QF4}} = 0,08 - 0,14 \text{ с.}$$

Величина мгновенной токовой отсечки определяется по формуле

$$I_{i.AB} = K_{\text{над.}} \cdot I_{\text{к.6}}^{(3)} \quad (12.5)$$

После подстановки численных значений получим

$$I_{i.QF4} = 1,5 \cdot 9,6 \cdot 10^3 = 14,4 \cdot 10^3 \text{ А.}$$

Величина уставки автоматического выключателя I_i связана с номинальным током выключателя и может быть следующей максимальной величиной

$$\begin{aligned} I_{i.\text{max}} &= 12 \cdot I_{\text{ном.AB}} \quad (12.6) \\ I_{i.\text{макс}} &= 12 \cdot 400 = 4800 \text{ А.} \end{aligned}$$

Ввиду того, что $I_{i.QF4} > I_{i.\text{макс}}$, поэтому МТО будет отключена.

Осуществим проверку выбранного автомата к токам КЗ по условию

$$I_{\text{су.AB}} \geq I_{\text{к5}}^{(3)} \quad (12.7)$$

$$36,0 \geq 15,3 \text{ кА.}$$

Карту селективности с нанесенными времятоковыми характеристиками выключателей QF1, QF3 и QF4 изобразим на рисунке 12.1.

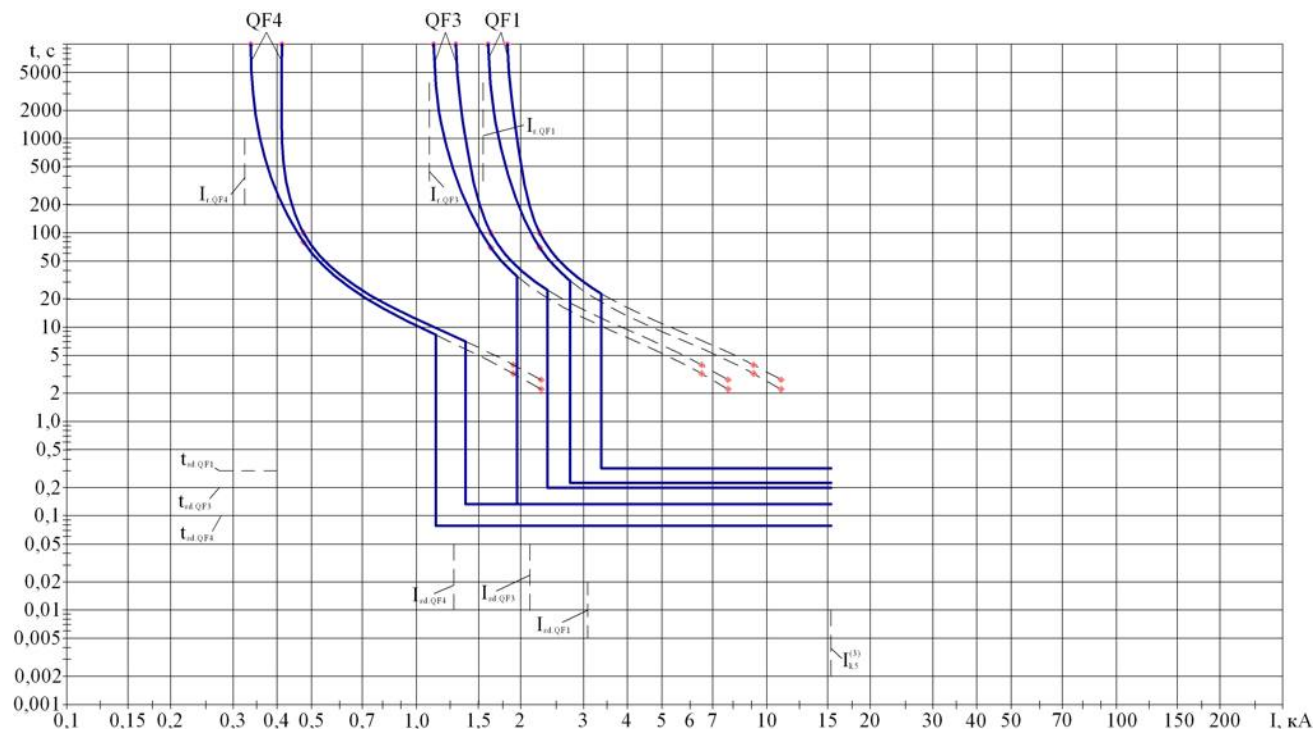


Рисунок 12.1 – Времятоковые характеристики автоматических выключателей QF4, QF3, QF1

В таблице 12.1 представим выбор уставок автоматических выключателей QF1, QF3 и QF4, выполненный по выражениям (12.1) – (12.7).

Таблица 12.1 – Выбор уставок для автоматических выключателей QF4, QF3 и QF1

Тип АВ и расцепителя	$I_{\text{раб. макс.}}$, А	$I_{\text{ном.}}$, А	Защита от перегрузок				Время срабатывания, с при значениях тока, А, отнесенного к току I_r		
			I_r , А	$\frac{t, \text{ с}}{I_{\text{n.d.}}}$, А/о.е.	$\frac{t, \text{ с}}{I_d}$, А/о.е.	$\frac{t_r, \text{ с}}{I}$, А	8	9	10
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
QF4 Compact NSX400F Micrologic 5.0A	289	400	320	$\frac{10000}{336}$ 1,05	$\frac{10000}{416}$ 1,20	$\frac{6}{1920}$	$\frac{80-100}{480}$ $1,5 \cdot I_r$	$\frac{3,2-4,0}{1920}$ $6 \cdot I_r$	$\frac{2,24-2,8}{2304}$ $7,2 \cdot I_r$
QF3 Masterpact NW12N1 Micrologic 5.0A	1018	1200	1080	$\frac{10000}{1134}$ 1,05	$\frac{10000}{1296}$ 1,20	$\frac{4}{6480}$	$\frac{70-100}{1620}$ $1,5 \cdot I_r$	$\frac{3,2-4}{6480}$ $6 \cdot I_r$	$\frac{2,16-2,7}{7776}$ $7,2 \cdot I_r$
QF1 Masterpact NW16N1 Micrologic 5.0A	1455	1600	1520	$\frac{10000}{1596}$ 1,05	$\frac{10000}{1824}$ 1,20	$\frac{4}{9120}$	$\frac{70-100}{2280}$ $1,5 \cdot I_r$	$\frac{3,2-4}{9120}$ $6 \cdot I_r$	$\frac{2,16-2,7}{10944}$ $7,2 \cdot I_r$

Продолжение таблицы 12.1

Тип АВ и расцепителя	Селективная токовая отсечка							Мгновенная токовая отсечка					
	$K_{но}$	$I_{пик}, А$	$I_{sd}, А$	$\Delta I_{sd}, А$	$K_{ч.ко}$	$t_{sd}, с$	$\Delta t_{sd}, с$	$I_i, А$	$\Delta I_i, А$	$I_{k5}^{(2)}, кА$	$K_{ч.мо}$	$I_{k6}^{(3)}, кА$	$I_{cu}, кА$
1	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
QF4	1,35	1267	1280	$\frac{1152}{1408}$	10,0	0,1	$\frac{0,08}{0,14}$	-	-	-	-	-	-
QF3	1,35	1375	2160	$\frac{1944}{2376}$	6,2	0,2	$\frac{0,14}{0,20}$	14400	$\frac{12960}{15840}$	13,3	0,92	15,3	42
QF1	1,35	1964	3040	$\frac{2736}{3344}$	4,4	0,3	$\frac{0,23}{0,32}$	16000	$\frac{14400}{17600}$	13,3	0,83	15,3	42

На рисунке 12.1 представим карту селективности защит, установленных на следующих автоматических выключателях: QF1, QF3 и QF4.

12.2 Релейная защита трансформатора на стороне 10 кВ

Релейная защита трансформатора ТМГ-630/10/0,4 выполнена с помощью предохранителей типа ПКТ-10.

Номинальный ток плавкой вставки предохранителя со стороны ВН трансформатора выбирается по выражению

$$I_{вс.н}^{ВН} \geq 2 \cdot I_{т.н}^{ВН}.$$

где $I_{т.н}^{ВН}$ – номинальный ток трансформатора на стороне ВН, А.

Номинальный ток трансформатора на стороне ВН определим по формуле

$$I_{т.н}^{ВН} = \frac{S_{т.н}}{\sqrt{3} \cdot U_c}.$$

$$I_{т.н}^{ВН} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 10} = 36,4 \text{ А.}$$

Тогда

$$I_{вс.н}^{ВН} \geq 2 \cdot 36,4 = 72,8 \text{ А.}$$

Значит, выбираем плавкую вставку типа ПКТ-10 с ближайшим током $I_{F1.н} = 80 \text{ А}$.

Теперь необходимо произвести проверку селективности защит. Согласование защитных ВТХ выключателя QF1 и предохранителя F1 можно проверить только при построении времятоковых характеристик.

Ближайшее приближение ВТХ предохранителя F1 к ВТХ защиты выключателя QF1 возможно в двух точках с координатами: А (3344 А; 23 с) и А' (15300 А; 0,32 с).

Каталожные ВТХ плавких предохранителей типа ПКТ [56] представим на рисунке 12.2.

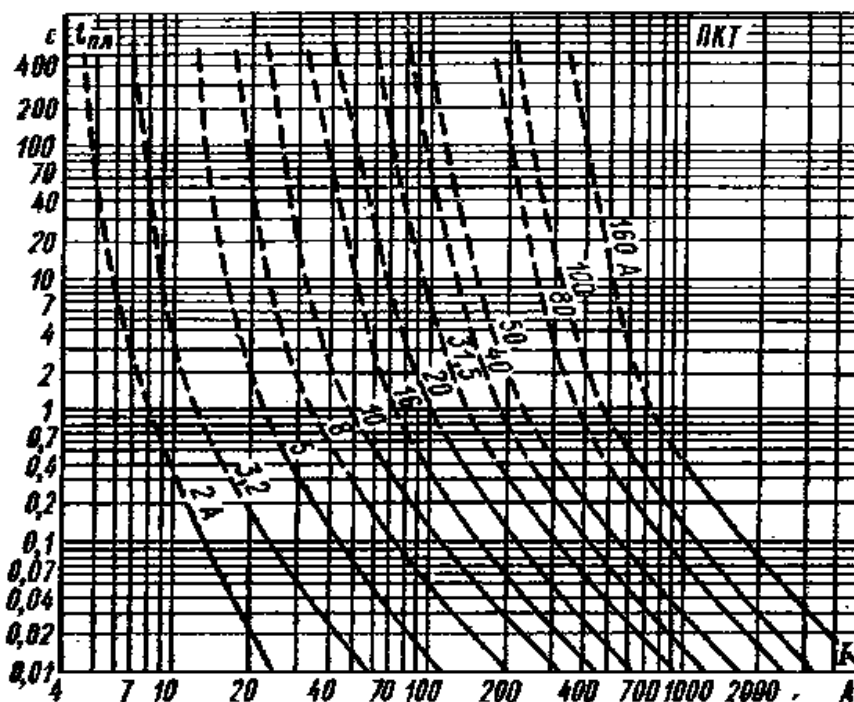


Рисунок 12.2 – Времятоковые характеристики предохранителей ПКТ-10

Для определения защитных характеристик плавкой вставки построим каталожную времятоковую характеристику $t_{\text{пл.вс}} = f(I_{\text{пл}})$ – для этого заполним таблицу 12.2. В 1-ю строку запишем времена плавления $t_{\text{пл.вс}}$, взятые из рисунка 12.2, во 2-ю строку занесем соответствующие им токи $I_{\text{пл}}$.

Для получения зоны разброса срабатывания предохранителя $\pm 25\%$ каждое время плавления $t_{\text{пл.вс}}$ умножим на 0,75 и 1,25, а результаты занесем в 3-ю строку таблицы 12.2.

Таблица 12.2 – Времятоковые характеристики предохранителей ПКТ-10

Время плавления $t_{\text{пл.вс}}$, с	400	40	4	1	0,32	0,1	0,04	0,01
Диапазон плавления $\Delta t_{\text{пл.вс}}$, с, при разбросе $\pm 25\%$	300,0 - 500,0	30,0 - 50,0	3,00 - 5,00	0,75 - 1,25	0,24 - 0,40	0,075 - 0,125	0,03 - 0,05	0,0075 - 0,0125
Ток плавления $I_{\text{пл.вс}}$, А, вставки $I_{\text{вс1.н}} = 80$ А	$\frac{185}{4625}$	$\frac{220}{5500}$	$\frac{290}{7250}$	$\frac{370}{9250}$	$\frac{530}{13250}$	$\frac{810}{20250}$	$\frac{1400}{35000}$	$\frac{2400}{60000}$
Ток плавления $I_{\text{пл.вс}}$, А, вставки $I_{\text{вс2.н}} = 100$ А	$\frac{215}{5375}$	$\frac{270}{6750}$	$\frac{370}{9250}$	$\frac{480}{12000}$	$\frac{710}{17750}$	$\frac{1200}{30000}$	$\frac{1800}{45000}$	$\frac{3200}{80000}$

Как видно из данных, представленных в таблице 12.2, ВТХ плавкой вставки номиналом 80 А с учетом зоны разброса, будет пересекать ВТХ защиты выключателя QF2, поэтому окончательно принимаем плавкую вставку номиналом $I_{F1.H} = 100 \text{ А}$.

Выбор плавкой предохранитель проверим на чувствительность к минимальным токам КЗ, за трансформатором

$$K_{\text{ч.F1}} = \frac{I_{\text{k5}}^{(2)}}{I_{\text{F1.H}} \cdot K_{\text{ТН}}} \geq K_{\text{ч.доп}}$$

$$K_{\text{ч.F1}} = \frac{13300}{100 \cdot 25} = 5,3 > 3.$$

Таким образом, выбранный предохранитель имеет достаточную чувствительность.

Последним этапом выбора плавкого предохранителя, является проверка по отключающей способности

$$I_{\text{п.о}} > I_{\text{к.макс}}$$

где $I_{\text{п.о}}$ – предельно отключаемый ток предохранителя, кА;

$I_{\text{к.макс}}$ – максимальный ток КЗ в месте установки предохранителя, кА.

$$20,0 > 7,5 \text{ кА.}$$

Значит, выбранный предохранитель удовлетворяет требованиям по отключающей способности.

12.3 Релейная защита кабельной линии, питающей трансформатор

Для защиты кабельной линии в её начале установлено устройство защиты типа Seram S20, которое получает информацию от двух фазных трансформаторов тока. Выход устройства S20 связан с соленоидом отключения выключателя Q11.

Для защиты кабельной линии устройство S20 содержит [57]:

- от многофазных КЗ селективную токовую защиту с зависимой от тока выдержкой времени и мгновенную токовую отсечку (функция ANSI51 – две ступени);
- от однофазных замыканий на землю токовую защиту (функция ANSI 51N).

12.3.1 Мгновенная токовая отсечка

Ток срабатывания мгновенной токовой отсечки (МТО) выбирается наибольшим, исходя из следующих двух условий.

Отстройки от максимального тока трехфазного КЗ в конце кабельной линии

$$I_{i,Q42} \geq K_{но} \cdot I_{k4}^{(3)}$$

где $K_{но}$ – коэффициент надежности отстройки мгновенной токовой отсечки.

$$I_{i,Q42} \geq 1,15 \cdot 7500 = 8640 \text{ А.}$$

Согласование с ВТХ нижестоящего предохранителя F1

$$I_{i,Q42} \geq K_{н.согл} \cdot \frac{I_{i,F1}}{K_{тн}}$$

где $K_{н.согл}$ – коэффициент надежности согласования защит;

$K_{тн}$ – коэффициент трансформации трансформатора.

$$I_{с.мо} = I_{i,Q42} \geq 1,3 \cdot \frac{45000}{25} = 2340 \text{ А.}$$

Таким образом, за расчетный ток срабатывания защиты принимаем наибольший из определенных выше токов $I_{i,Q42} = 8640 \text{ А}$.

МТО имеет независимую от тока характеристику, срабатывает без выдержки времени и действует на отключение трансформатора. Постоянная минимальная выдержка времени перед отключением, обусловленная временем срабатывания контактов выключателя, составляет 50 мс.

МТО должна быть проверена на чувствительность к току двухфазного КЗ в минимальном режиме работы сети в месте установки защиты, т.е. на сборных шинах ГПП, от которых питается кабельная линия.

Определим соответствующий коэффициент чувствительности отсечки

$$K_{ч.мо} = \frac{I_{k3}^{(2)}}{I_{i,Q42}}$$

$$K_{чув.мо}^{(2)} = \frac{7600}{8640} = 0,89 < 2,0.$$

Что говорит о недостаточной чувствительности МТО при защите кабельной линии, небольшой протяженности, и невозможности её использования.

12.3.2 Селективная токовая отсечка

Селективная токовая отсечка с выдержкой времени, выполняется с действием на отключение. Защита осуществляется с помощью цифровых терминалов Seram S20 (функция 51).

Ток срабатывания селективной токовой отсечки выбирается наибольшим, исходя из следующих условий:

– ток срабатывания защиты по условию отстройки от максимально возможного тока нагрузки

$$I_{sd.Q42} \geq \frac{K_{н.о}}{K_B} \cdot I_{раб.макс} \quad (12.8)$$

$$I_{sd.Q42} \geq \frac{1,2}{0,935} \cdot 105 = 134,8 \text{ А.}$$

– ток срабатывания защиты по условию отстройки от нагрузки, допустимой по тепловому режиму кабельной линии.

$$I_{sd.Q42} \geq \frac{K_{н.о}}{K_B} \cdot I_{дл.доп} \quad (12.9)$$

где $I_{дл.доп}$ – длительно допустимый ток кабельной линии, А.

$$I_{sd.Q42} \geq \frac{1,3}{0,935} \cdot 233 = 324,0 \text{ А.}$$

Таким образом, за расчетный ток срабатывания защиты принимаем наибольший из определенных выше токов $I_{sd.Q42} = 324,0 \text{ А}$.

Проверим чувствительность селективной токовой отсечки. Она должна быть чувствительна к токам двухфазного КЗ в конце защищаемой кабельной линии в минимальном режиме работы сети.

$$K_{чув.со} = \frac{I_{k4}^{(2)}}{I_{sd.Q42}} \quad (12.10)$$

$$K_{чув.со} = \frac{6500}{324,0} = 20,1 > 1,5.$$

Коэффициент чувствительности для зоны резервирования

$$K_{чув.со.рез} = \frac{I_{k.5}^{(2)}}{I_{sd.Q42}} \quad (12.11)$$

$$K_{чув.со.рез} = \frac{13500}{324 \cdot 25} = 1,67 > 1,20.$$

Рассчитаем зависимую времятоковую характеристику рассматриваемой селективной защиты.

При уставке тока $I_{sd.Q42} = 324,0$ А кривая должна пройти через точку с координатами – уставка времени $t_{sd.Q42}$ при токе $I_* = 10 \cdot I_{sd.Q42} = 3240$ А.

Время срабатывания селективной токовой отсечки принимается по условию

$$t_{sd.Q42} = t_{sd.QF1} + \Delta t + \Delta t. \quad (12.12)$$

где Δt – степень селективности, с.

$$t_{sd.Q42} = 0,3 + 0,3 + 0,3 = 0,9 \text{ с.}$$

Выбираем тип характеристики SIT.

Рассчитаем коэффициент T_{MS}

$$T_{MS} = \frac{t(I_*) \cdot [(I_*)^{0,02} - 1]}{0,14}. \quad (12.13)$$

$$T_{MS} = \frac{0,9 \cdot [10^{0,02} - 1]}{0,14} = 0,30.$$

Определим время срабатывания защиты при кратности тока $I_* = 1,05$

$$t_{sd}(I_*) = \frac{0,14 \cdot T_{MS}}{(I_*)^{0,02} - 1}. \quad (12.14)$$

$$t_{sd}(1,05) = \frac{0,14 \cdot 0,30}{1,05^{0,02} - 1} = 43,45 \text{ с.}$$

Дальнейшие расчеты точек защитной характеристики по формулам (12.8) – (12.14) сводим в таблицу 12.3.

Таблица 12.3

Выкл.	Селективная защита трансформатора на стороне ВН									
	Уставки времени		Тип кривой	T_{MS}^N	$t_{c.3}$ с, при разных I_* , А					
	t_{sd} , с	$10 \cdot I_{sd}$, А			1,05	1,2	3	6	10	27,0
Q42	0,90	3240	SIT	0,30	<u>43,45</u> 340,2	<u>11,61</u> 388,7	<u>1,91</u> 971,9	<u>1,16</u> 1943,7	<u>0,90</u> 3240,0	<u>0,60</u> 8700

По результатам, представленным в таблице 12.3, на рисунке 12.3 изобразим ВТХ защит, установленных на выключателе Q42, откуда видно, что ВТХ выключателя Q42, соответствующая кривой SIT, не пересекает ВТХ предохранителя F1.

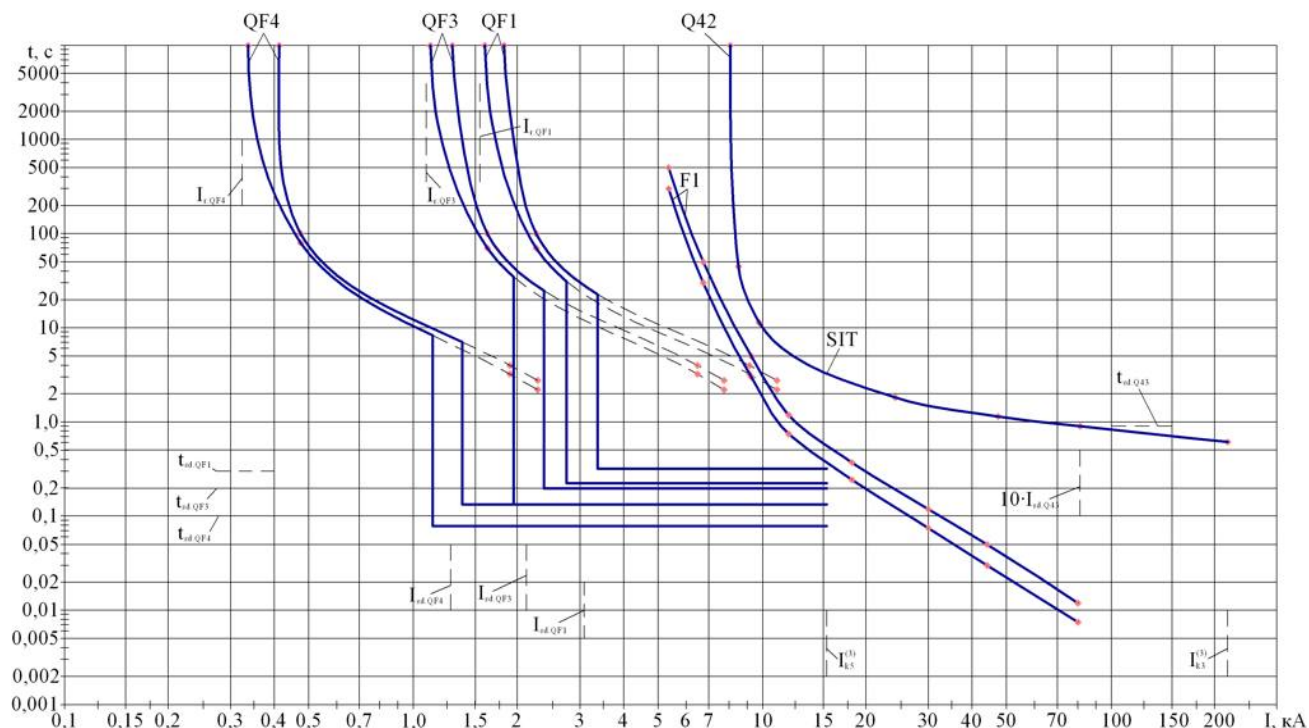


Рисунок 12.3 – Карта селективности

12.3.3 Защита от однофазных замыканий на землю

Так как сеть 10 кВ – сеть с малыми токами замыкания на землю, то защита выполняется с действием на сигнал.

Для защиты от однофазных замыканий на землю используется ненаправленная токовая защита нулевой последовательности с независимой от тока выдержкой времени. Защиту от однофазных замыканий на землю осуществим с помощью функции 51N устройства Seram S20.

Величина тока нулевой последовательности кабельной линии определяется по формуле

$$I_{0.1} = I_{c.0} \cdot L_{кл},$$

где $L_{кл}$ – протяженность КЛ, км.

$$I_{0.1} = 1,741 \cdot (0,222 + 0,054) = 0,481 \text{ А.}$$

Величину тока срабатывания защиты определим по формуле

$$I_{с.з.} = k_{над.} \cdot k_{бр.} \cdot I_{0.1},$$

где $k_{над.}$ – величина коэффициента надежности;

$k_{бр.}$ – коэффициент, учитывающий броски тока при перемежающихся дуговых замыканиях.

$$I_{с.з.} = 1,2 \cdot 2,5 \cdot 0,481 = 1,443 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности определяется по выражению

$$k_{\text{чув}} = I_{\text{с.}\Sigma} / I_{\text{с.з.}} \geq 1,5.$$

Величина суммарного значения емкостного тока сети завода определяется по формуле

$$I_{\text{с.}\Sigma} = I_{\text{дв.}\Sigma} + I_{\text{с.кл.}\Sigma}.$$

Суммарный емкостный ток предприятия

$$I_{\text{с.л.}\Sigma} = \frac{U_{\text{н}} \cdot (35 \cdot L_{\text{кл.}\Sigma} + L_{\text{вл.}\Sigma})}{350},$$

где $L_{\text{кл.}\Sigma}$ – суммарная протяженность КЛ, км;

$L_{\text{вл.}\Sigma}$ – суммарная протяженность ВЛ, км.

$$I_{\text{с.кл.}\Sigma} = \frac{10 \cdot (35 \cdot 5,902 + 0)}{350} = 5,902 \text{ А.}$$

Найдем емкость фазы электродвигателя

$$C_{\text{дв.}} = \frac{0,0187 \cdot P_{\text{н.дв.}} \cdot 10^{-6}}{1,2 \cdot \cos \varphi \cdot \sqrt{U_{\text{н.}} \cdot (1 + 0,08 \cdot U_{\text{н.}})}},$$
$$C_{\text{дв.}} = \frac{0,0187 \cdot 0,63 \cdot 10^{-6}}{1,2 \cdot 0,9 \cdot 0,85 \cdot \sqrt{10 \cdot (1 + 0,08 \cdot 10)}} = 2,9 \cdot 10^{-9} \text{ Ф.}$$

Тогда емкостный ток двигателя

$$I_{\text{с.дв.}} = 2\pi \cdot f \cdot 3 \cdot C_{\text{дв.}} \cdot U_{\text{ном.ф.}}$$

$$I_{\text{с.сд}} = 2\pi \cdot 50 \cdot 3 \cdot 2,9 \cdot 10^{-9} \cdot \frac{10 \cdot 10^3}{\sqrt{3}} = 0,016 \text{ А.}$$

Определим суммарный емкостный ток от всех двигателей предприятия

$$I_{\text{с.дв.}\Sigma} = \sum_{i=1}^k n_{\text{дв.}i} \cdot I_{\text{с.дв.}i}$$

$$I_{\text{с.дв.}\Sigma} = 0,016 \cdot 4 = 0,064 \text{ А.}$$

Тогда суммарное значение емкостного тока сети предприятия

$$I_{\text{с.}\Sigma} = 5,902 + 0,064 = 5,966 \text{ А.}$$

Поэтому коэффициент чувствительности будет равен

$$k_{\text{чув.}} = \frac{5,966}{1,443} = 4,1 \geq 1,5.$$

Выводы по разделу двенадцать

Произведен расчёт уставок и выбор устройств релейной защиты в схеме внутривозовского электроснабжения с применением микропроцессорных терминалов.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Боев, А. Сравнение кабелей с БПИ и СПЭ-изоляцией / А. Боев // КАБЕЛЬ news. – 2018. – №11. – С. 15–18.
- 2 Кудрин, Б.И. Электроснабжение: учебник / Б.И. Кудрин. – М.: Издательский центр «Академия», 2012. – 352 с.
- 3 Справочник по проектированию электроснабжения / под ред. Ю.Г. Барыбина. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
- 4 РТМ 36.18.32.4-92. Указания по расчету электрических нагрузок. – М.: Тяжпромэлектропроект, 1992. – 12 с.
- 5 СП 52.13330.2016. Естественное и искусственное освещение. – М.: Изд-во стандартов, 2016. – 132 с.
- 6 Киреева, Э.А. Справочник электрика / Э.А. Киреева, С.А. Цырук. – М: Колос, 2007. – 464с.
- 7 Рекомендации по проектированию систем внутрицехового электроснабжения с параллельной работой трансформаторов КТП. – М.: Тяжпромэлектропроект, 1992. – 24 с.
- 8 Каталог продукции. Трансформаторно-реакторное оборудование. – <http://www.uetm.ru/katalog-produktsii>.
- 9 Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 23 июня 2015 г. №380 «О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии. – <https://normativ.kontur.ru/document?moduleId=1&documentId=256534>.
- 10 ГОСТ Р 52719-2007. Трансформаторы силовые. Общие технические условия. – М.: Стандартинформ, 2007. – 68 с.
- 11 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб. и доп. – Челябинск: ООО «Центр безопасности труда», 2006. – 848 с.
- 12 Номенклатурный каталог ООО «Тольяттинский трансформатор. – http://www.transformator.com.ru/docs/НК_ТТ,ООО_2016%20г.pdf.
- 13 Вакуумные выключатели ВБЭТ 35 кВ. – http://www.kontakt-saratov.ru/vakuumny_35/vikl_vbet/.
- 14 Выключатель элегазовый баковый типа ВЭБ-110. – http://www.uetm.ru/files/katalog_VEB-11.pdf.
- 15 Разъединители наружной установки серии РДЗ на 35 – 220 кВ. – http://www.zeto.ru/download/1698/_35-220.pdf.
- 16 Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М.– http://www.nzif.ru/uploads/sel/psch4tm03m/ruk_03_02_m.pdf.
- 17 Трансформатор напряжения НАМИ-35У1. – <http://www.ues.su/catalog/item211/>.
- 18 Трансформаторы напряжения типа ЗНОГ-110. – http://www.zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/transformatory-napryajeniya-izmeritelnye-elegazovye/znog-110-u1-uh11-transformator-napryajeniya-elegazovyy.

- 19 Ограничители перенапряжения нелинейные. – http://www.uik.ru/net-cat_files/696/638/h_4d82627dfea00289f4895db29b4c87fe.
- 20 Тарифы на электрическую энергию для промышленных предприятий и приравненным к ним потребителям с присоединенной мощностью 750 кВА и выше. – <https://kurgan.vostok-electra.ru/clients/legal-entity/tariffs-and-prices-for-electric-energy-power/>.
- 21 Сборник укрупненных показателей стоимости строительства (реконструкции) подстанции и линий электропередачи для нужд ОАО «Холдинг МРСК». – М.: МРСК, 2012. – 72 с.
- 22 Инфляция на потребительском рынке. Департамент исследований и информации. Центральный банк РФ. – http://www.cbr.ru/statistics/?Prtid=macro_sub.
- 23 НТП ЭПП-94. Нормы технологического проектирования. Проектирование электроснабжения промышленных предприятий. – М.: Изд-во стандартов, 1994. – 48 с.
- 24 Каталог продукции. Кабели и провода. – <https://www.holdcable.com/production/cat>.
- 25 Комплектные распределительные устройства 6(10) кВ К-129 «Оптим». – <http://moselectro.ru/upload/iblock/f76/f76262b55f86f4062a1b069fcf5d96d4.pdf>.
- 26 Вакуумный выключатель 10 кВ серии VF12. Руководство по эксплуатации. – http://www.elteh.ru/upload/iblock/3a3/Operating_manual_VF12.pdf.
- 27 Трансформаторы тока ТЛП-10. – http://www.kztt.ru/catalog/transformatori_toka/tlp-10-2_on_6-10_kv/39/.
- 28 Трансформаторы напряжения НАМИ трехфазные антирезонансные трехобмоточные на напряжение 6 и 10 кВ. – http://www.elektrozavod.ru/production/3_5.
- 29 Камеры КСО. – https://www.chelzeo.ru/catalog/kamery_kso.
- 30 Комплектные токопроводы и шинопроводы. – http://www.moselectro-yug.ru/prod/pdf/3_compl_tokopr_shinoprov2007.pdf.
- 31 ГОСТ Р 52736-2007. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета электродинамического и термического действия тока короткого замыкания. – М.: Стандартинформ, 2007. – 44 с.
- 32 Автоматические выключатели на большие токи для передачи мощности Masterpact. – <http://www.schneider-electric.ru/ru/product-range/1007-masterpact-nw>.
- 33 Приложение 4 «Индексы изменения сметной стоимости на IV квартал 2018 г.» к письму Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации от 10.10.2018 г. №41343-ЛС/09.
- 34 Каталог продукции ТОО «Усть-Каменогорский конденсаторный завод». – <https://www.ukkz.com/ru/catalog>.
- 35 Иванов, В.С. Режимы потребления и качество электроэнергии систем электроснабжения промышленных предприятий / В.С. Иванов, В.И. Соколов – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 336 с.
- 36 Жежеленко, И.В. Качество электроэнергии на промышленных предприятиях / И.В. Жежеленко, М.Л. Рабинович, В.М. Божко. – Киев: Техника, 1981. – 160 с.

37 Железко, Ю.С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии: Руководство для практических расчётов / Ю.С. Железко. – М.: ЭНАС, 2009. – 456 с.

38 ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – М.: Изд-во стандартов, 2013. – 26 с.

39 Карташев, И.И. Управление качеством электроэнергии / И.И. Карташев, В.Н. Тульский, Р.Г. Шамонов и др. – М.: Издательский дом МЭИ, 2006. – 320 с.

40 Овчаренко, А.С. Повышение эффективности электроснабжения промышленных предприятий: учебник / А.С. Овчаренко. – Киев.: Техника, 1989. – 287 с.

41 ГОСТ Р50571.3-94 Электроустановки зданий. Часть 4. Требования по обеспечению безопасности. Защита от поражения электрическим током. – М.: Энергоатомиздат, 1995. – 16 с.

42 Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. – М.: Росминтруд, 2013. – 45 с.

43 СО 153-34.03.603-2003. Инструкция по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках. – М.: Изд-во стандартов, 2003. – 26 с.

44 Реле сигнализации при однофазных замыканиях на землю типа УСЗ-3М. – <http://www.cheaz.ru/products/rpd/electromechanical/p-reley/usz-zm.html>.

45 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением». – М.: Ростехнадзор, 2014. – 107 с.

46 РД 153-34.0-03.301-00. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий. – М.: Энергоатомиздат, 2000. – 64 с.

47 СП 5.13130.2009. Системы противопожарной защиты. Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматические. Норма и правила проектирования. – М.: Изд-во стандартов, 2009. – 32 с.

48 СО 153-343.21.122-2003. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, строений и промышленных коммуникаций. – М.: Энергоатомиздат, 2003 – 48 с.

49 ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов. – М.: Энергоатомиздат, 1982 – 16 с.

50 Светодиодный прожектор DS-Street 200. – <http://diode-system.com/ds-street-200.html-0>.

51 Справочная книга по светотехнике / Под ред. Ю. Б. Айзенберга. – М.: Знак, 2006. – 952 с.

52 Экономика промышленного предприятия: учебник / под ред. Л.В. Гринцевич. – М.: Элайда. – 2016. – 254 с.

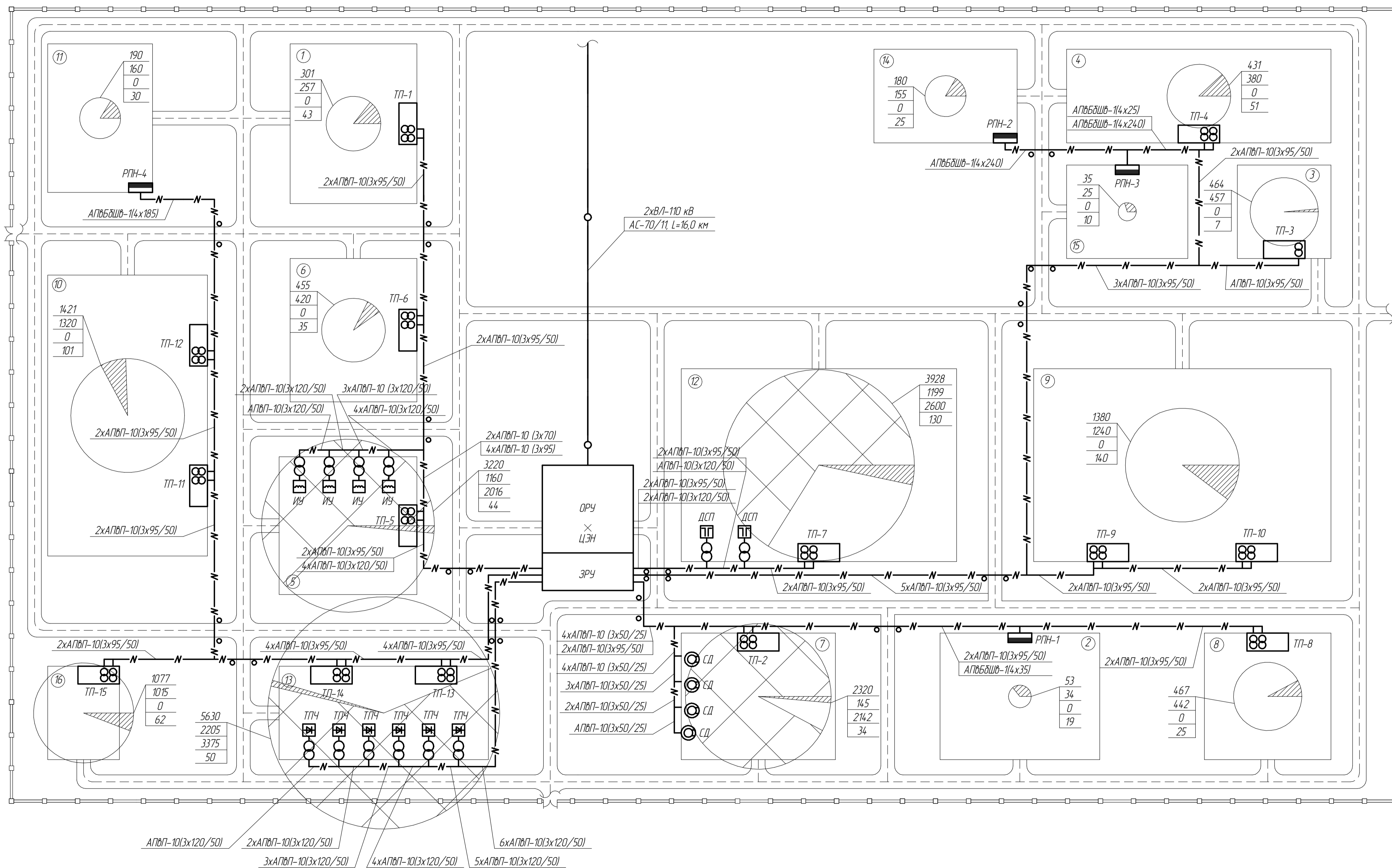
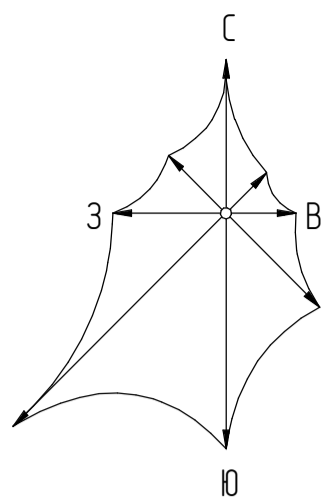
53 Руководство по эксплуатации. Распределительные сети низкого напряжения. Compact NSX Micrologic 5/6. – http://www2.schneider-electric.com/resources/sites/SCHNEIDER_ELECTRIC/content/live/FAQS/235000/FA235308/ru_RU/Compact_NSX_Micrologic_RUS.pdf.

54 Техническая коллекция Schneider Electric. Выпуск №3. Методика расчета уставок защит Sepam. – http://www.pro-schneider.ru/technical_support/technical_collection/3/.

55 Андреев, В.А. Релейная защита и автоматика СЭС: учебник для ВУЗов / В.А. Андреев. – 3-е изд. – М.: ВШ, 2006. – 412 с.

56 Каталог. Высоковольтное оборудование. Предохранители серии ПКТ, ПТ.– http://www.elektrotehnik.ru/pdf/Predokhraniteli_PKT_Elektrotehnik.pdf.

57 Руководство по эксплуатации Sepam серии 20. – http://www2.schneider-electric.com/resources/sites/SCHNEIDER_ELECTRIC/content/live/FAQS/237000/FA237482/ru_RU202012.pdf.



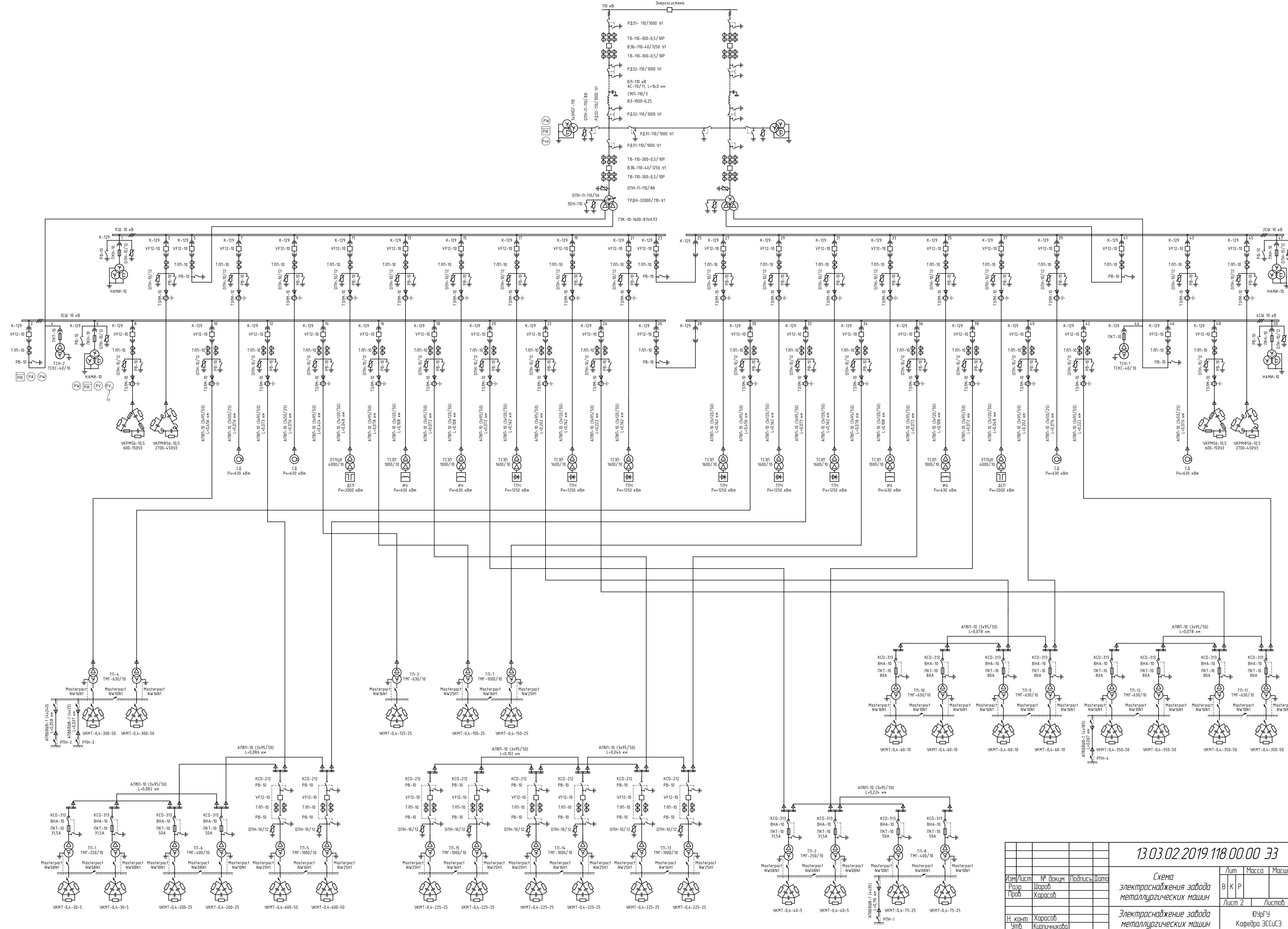
- P_r , кВт - расчетная мощность
- P_r н/в, кВт - расчетная мощность низковольтных электроприемников
- P_r в/в, кВт - расчетная мощность высоковольтных электроприемников
- P_r осв, кВт - расчетная мощность осветительной нагрузки

- Низковольтная нагрузка
- Осветительная нагрузка
- Высоковольтная нагрузка
- Центр электрических нагрузок
- Подстанция двухтрансформаторная
- Подстанция одностранформаторная
- Низковольтный распределительный пункт
- Синхронный двигатель
- Индукционная установка
- Дугевая сталеплавильная печь
- Тиристорный преобразователь
- Прокладка кабеля в траншее
- Асбоцементная труба
- Автодорога

Формат	Зона	Позиция	Обозначение	Наименование	Кол-во	Прим.
A1	1		1	Модельный цех	1	
A1	2		2	Склад огнеупоров	1	
A1	3		3	Мазутохранилище	1	
A1	4		4	Железнодорожный цех	1	
A1	5		5	Кузнечно-прессовый цех	1	
A1	6		6	Цех оцинковальной посуды	1	
A1	7		7	Компрессорная и насосная	1	
A1	8		8	Газочистка	1	
A1	9		9	Чугунолитейный цех	1	
A1	10		10	Механосборочный цех	1	
A1	11		11	Административно-вытбой корпус	1	
A1	12		12	Сталелитейный цех	1	
A1	13		13	Термический цех	1	
A1	14		14	Скrapоплазменная	1	
A1	15		15	Склад песка	1	
A1	16		16	Электроремонтный цех	1	

13.03.02.2019.118.00.00 В0

Изм/Лист	№ докум	Подпись	Дата	План генеральный завода металлургических машин	Лин	Масштаб	1:1000	
Разраб	Шараб				В	К		Р
Проб	Харасов				Лист 1			Листов 6
И.конт	Харасов			Электроснабжение завода металлургических машин		ЮУрГУ Кафедра ЭССиСЗ		
Утв	Курочкина							



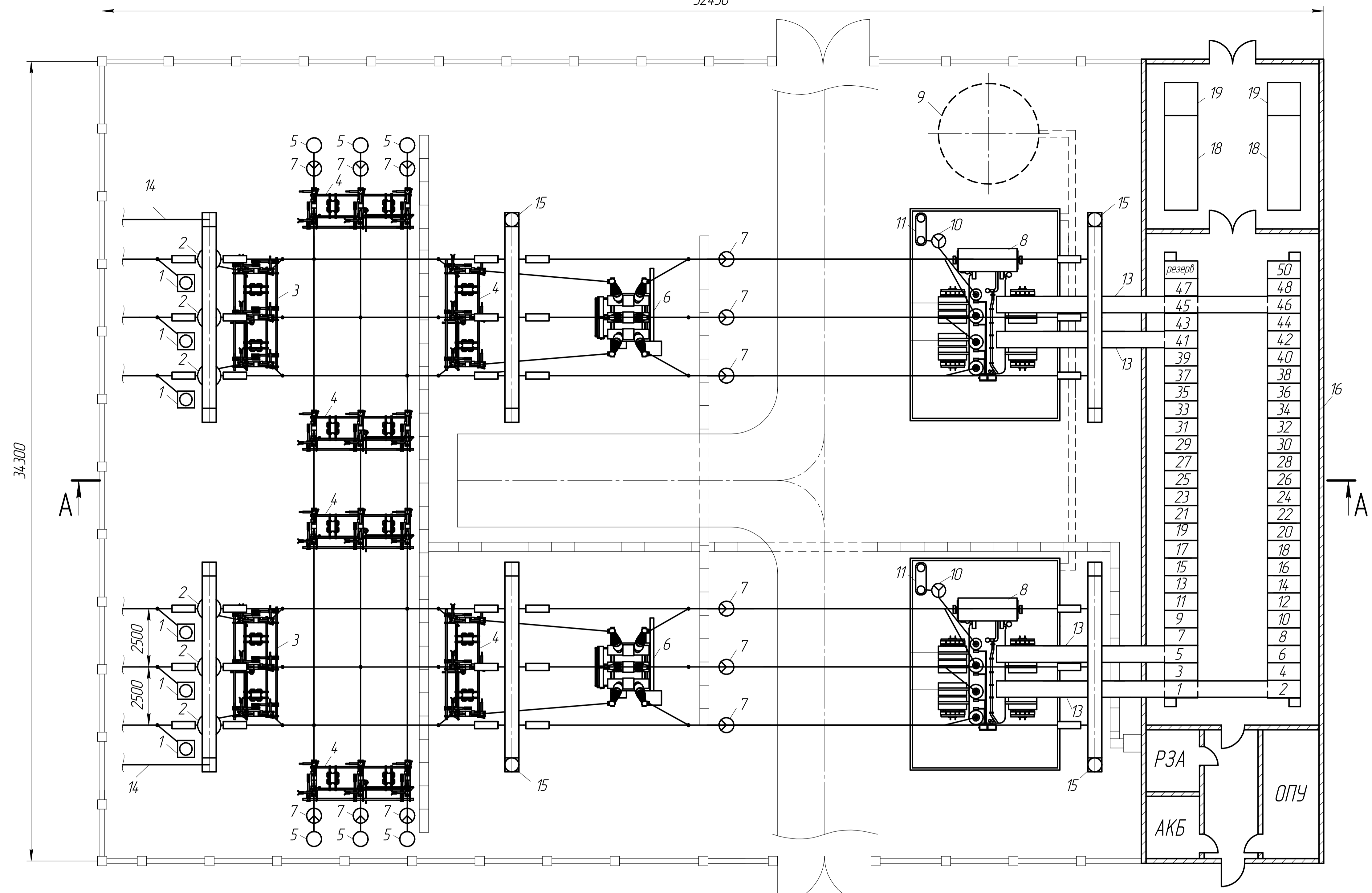
13.03.2019 118.00.00 33

Лист	№ докум	Подпись	Дата	Лит	Масса	Масштаб
Разр	Шаров			В	К	Р
Проб	Харасов			Лист 2	Листов	
Н конт	Харасов			ЮрГУ		
Умб	Курпичникова			Кафедра ЭССУЭ		

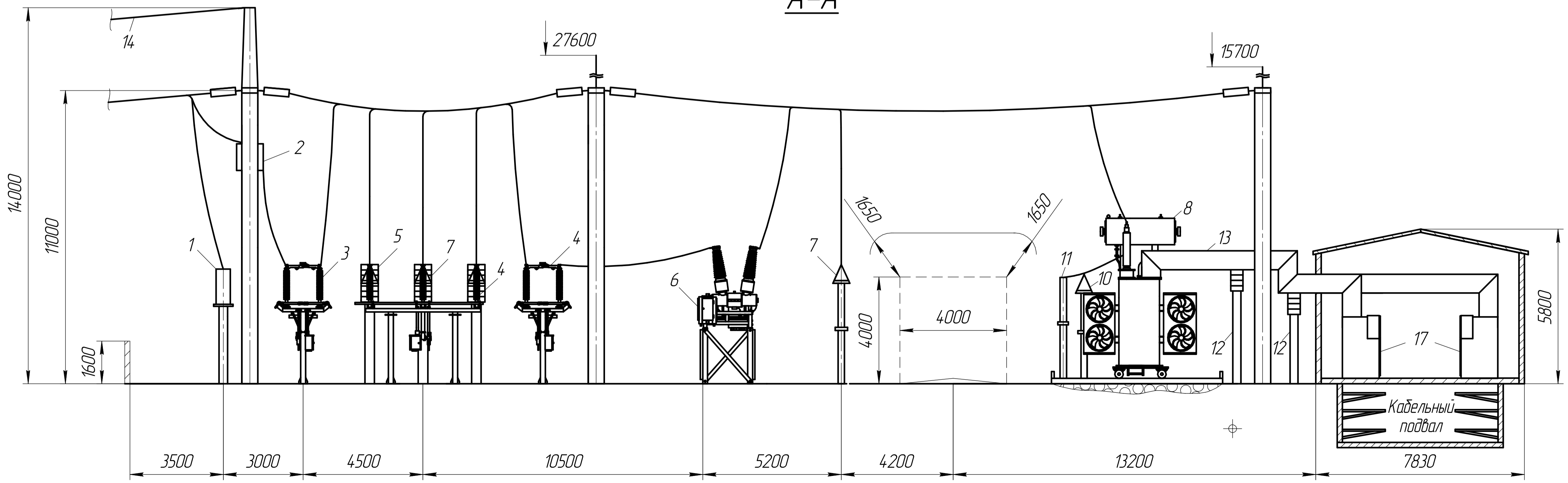
Схема
электроснабжения завода
металлургических машин

Электроснабжение завода
металлургических машин

52450



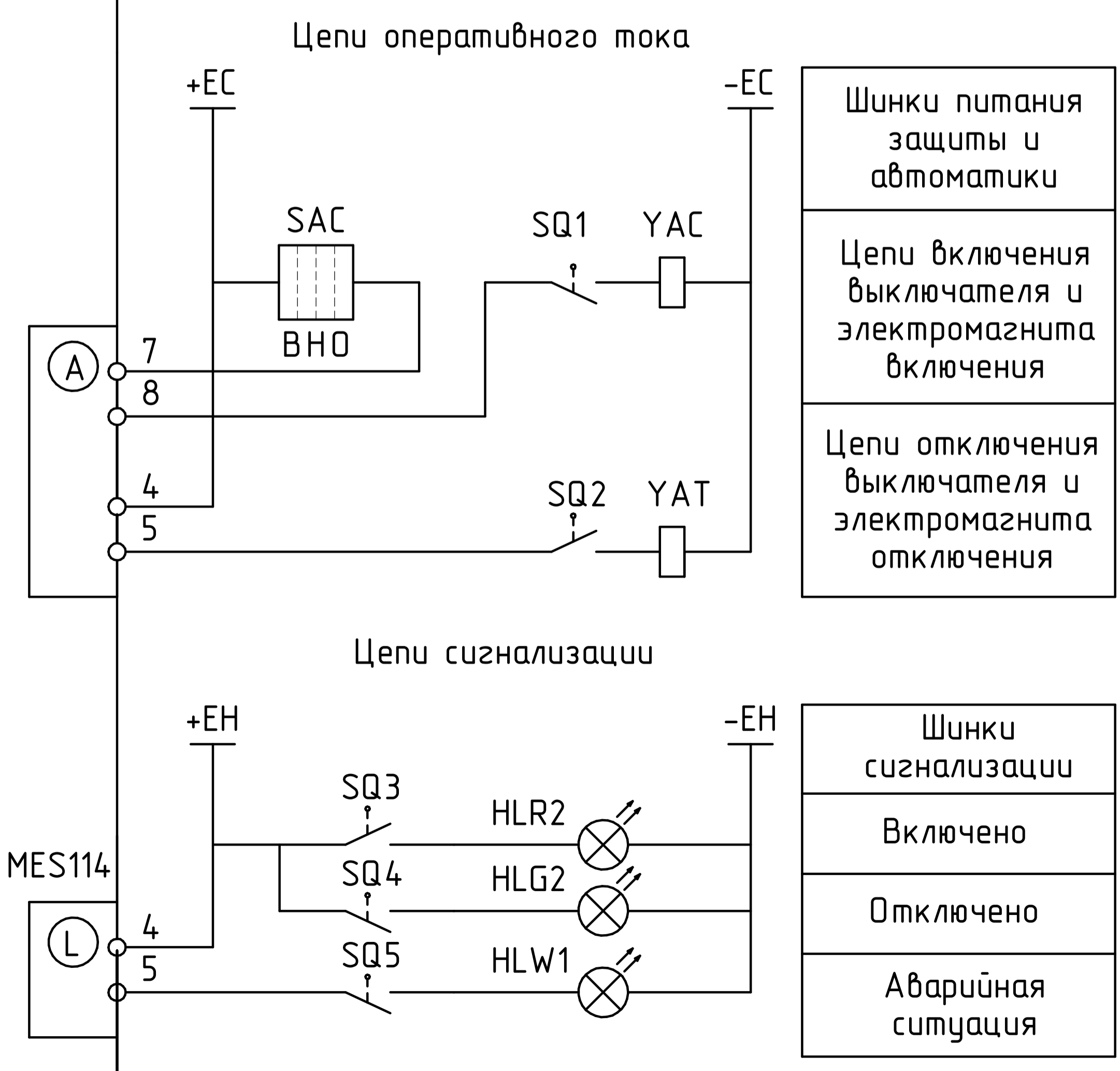
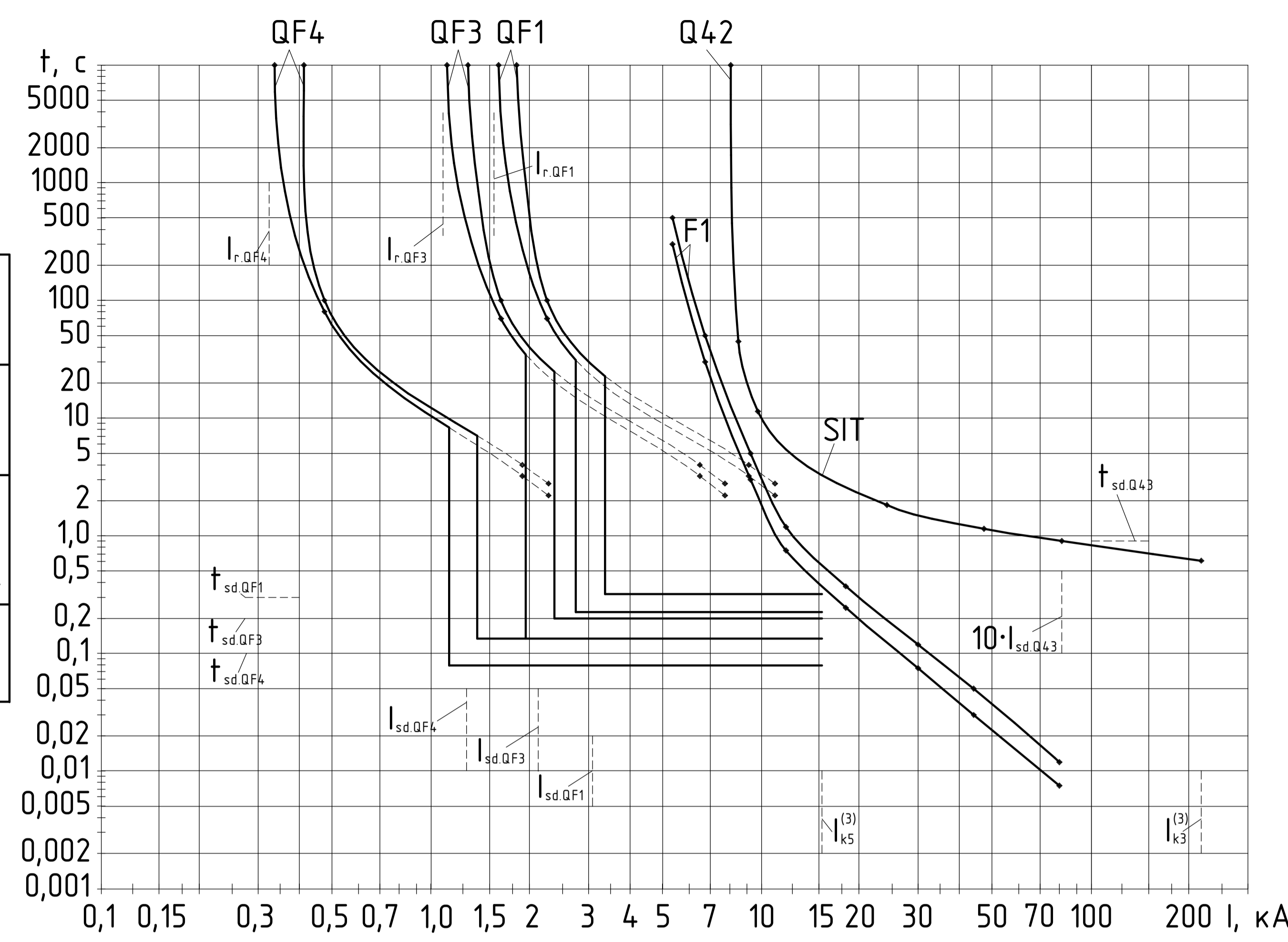
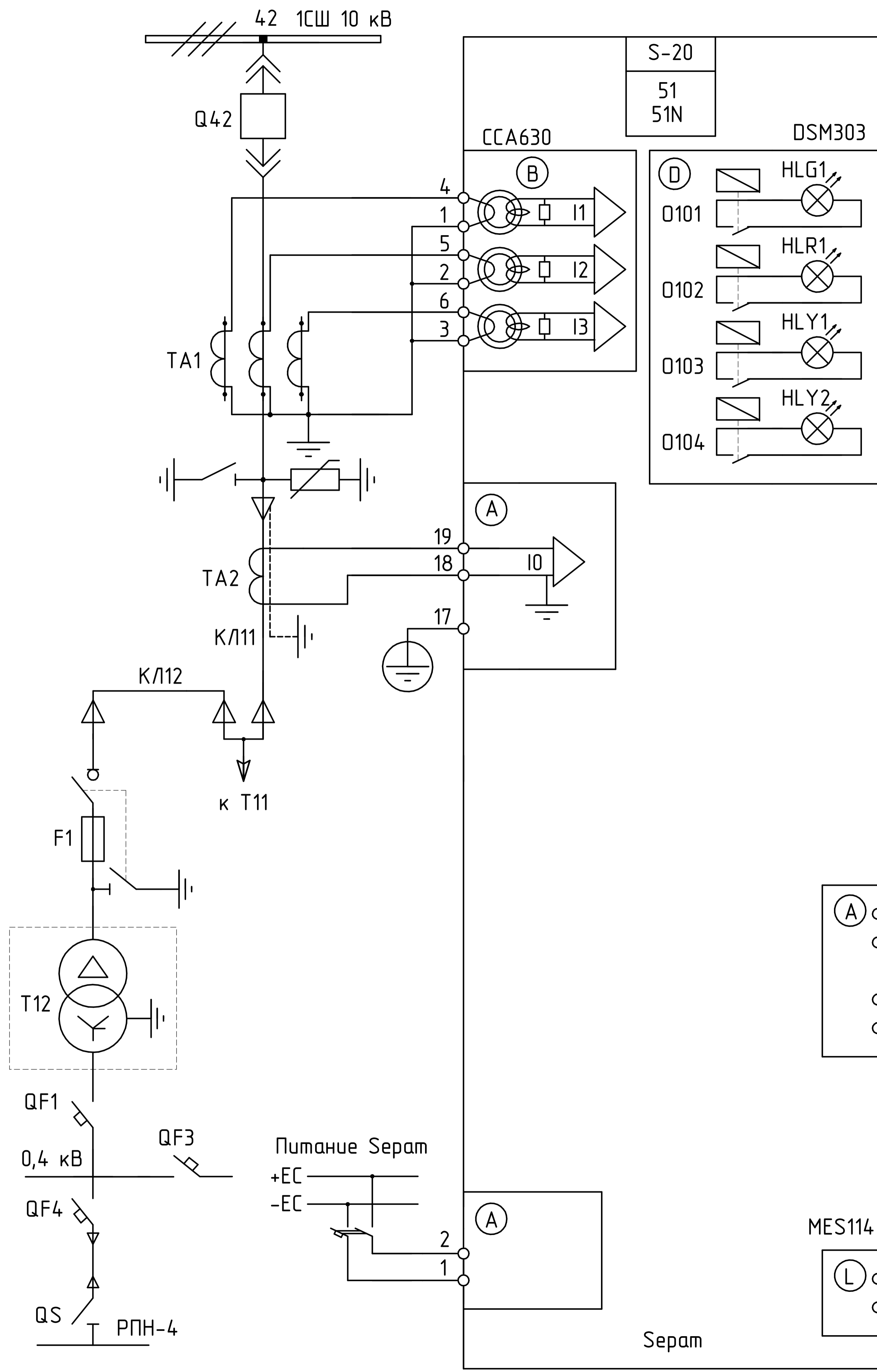
A-A



Формат	Зона	Позиция	Обозначение	Наименование	Кол-во	Прим.
		1		Конденсатор связи СМП-110/3	6	
		2		Высокочастотный заградитель ВЗ-1000-0,25	6	
		3		Разъединитель РД32-110/1000-У1	2	
		4		Разъединитель РД31-110/1000-У1	6	
		5		Трансформатор напряжения ЗНОГ-110	6	
		6		Выключатель ВЗБ-110-40/1250 У1	2	
		7		Ограничитель перенапряжения ОПН-П-110/88	12	
		8		Трансформатор ТРДН-32000/110-У1	2	
		9		Подземный маслобагорник	1	
		10		Ограничитель перенапряжения ОПН-П-110/56	2	
		11		Заземлитель ЗОН-110	2	
		12		Опорный изолятор	8	
		13		Такропровод ТЭК-10-1600-81УХ/Л3	4	
		14		Грозозащитный трос	2	
		15		Молниеотвод	4	
		16		Здание подстанции	1	
		17		Ячейка К-129	50	
		18		УКРМФ56-10,5-2700-450У3	2	
		19		УКРМ56-10,5-600-150У3	2	

13.03.02.2019.118.00.00 ГЧ

Узм/Лист	№ докум	Подпись	Дата	Лит	Масса	Масштаб
Разр	Шараб			В	К	Р
Проб	Харасов					1:100
Конс	Бычтыраев			Лист 3	Листов	
Н. конт	Харасов			Электроснабжение завода		
Утв	Кипичникова			металлургических машин ЮрГУ		
				Кафедра ЭССиСЭ		



Формат	Зона	Позиция	Обозначение	Наименование	Кол-во	Прим.
A1	1		T12	Трансформатор ТМГ-630/10/0,4	1	
A1	2		Q42	Выключатель VF12-10-20/630Y3	1	
A1	3		TA1	Трансформатор тока ТЛП10-150-0,5/10P	3	
A1	4		TA2	Трансформатор тока ТЗ/М-10	1	
A1	5		S-20	Терминал цифровой Seram S20	1	
A1	6		К/Л11	Кабельная линия АПВП-10(3х95/50), L=0,222 км	1	
A1	7		К/Л12	Кабельная линия АПВП-10(3х95/50), L=0,054 км	1	
A1	8		DSM303	Модуль интерфейса	1	
A1	9		HLG1-HLG2	Лампа сигнальная зеленая	2	
A1	10		HLR1-HLR2	Лампа сигнальная красная	2	
A1	11		HLY1-HLY2	Лампа сигнальная желтая	2	
A1	12		SQ1-SQ5	Блок-контакты	5	
A1	13		YAT	Соленоид отключения выключателя	1	
A1	14		YAC	Соленоид включения выключателя	1	
A1	15		F1	Предохранитель ПКТ102-10-100-20	1	
A1	16		QF1	Автоматический выключатель Mastercraft NW16N1	1	
A1	17		QF3	Автоматический выключатель Mastercraft NW12N1	1	
A1	18		SAC	Переключатель Comtrac NSX400F	1	
A1	19		QF4	Автоматический выключатель Comtrac NSX400F	1	

13.03.02.2019.118.00.00 35

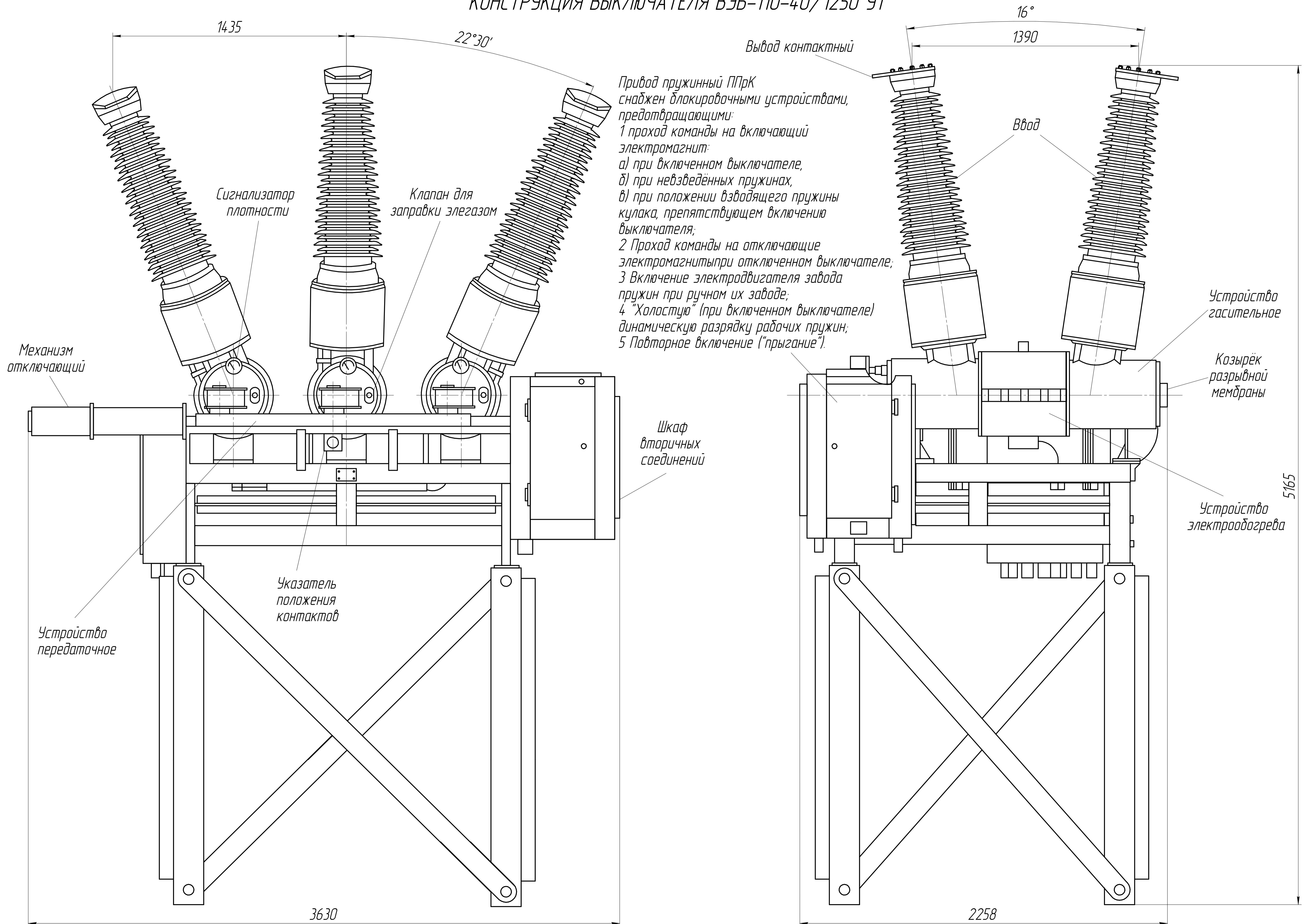
Карта селективности

Электроснабжение завода металлургических машин

Лист 4

ЮФГУ Кафедра ЭССиСЗ

КОНСТРУКЦИЯ ВЫКЛЮЧАТЕЛЯ ВЗБ-110-40/1250 У1



Выбор оптимального варианта схемы внешнего электроснабжения

$$Z = \sum_{i=1}^n E_n \cdot K_i + C_{\text{э}} \rightarrow \min$$

Схема	Капитальные затраты, тыс.руб.	Амортизационные отчисления, тыс.руб./год	Потери электроэнергии, кВт ч/год	Стоимость потерь электроэнергии, тыс.руб/год	Приведенные затраты, тыс.руб./год
35 кВ	55 184	9 306	1 783	14 208	23 514
110 кВ	114 010	20 260	817 811	5 669	25 930

SWOT-анализ схемы внешнего электроснабжения напряжением 110 кВ

S:	W:
1 Возможность развития производства и подключения дополнительных потребителей электрической энергии. 2 Сокращение потерь напряжения при передаче электрической энергии. 3 Сокращение потерь мощности при передаче электрической энергии. 4 Сокращение потерь электроэнергии при передаче электрической энергии.	1 Более значительные капитальные затраты на установку и монтаж электрооборудования. 2 Высокий класс напряжения требует высокого уровня изоляции для электрооборудования. 3 Увеличенная охранная зона для воздушных линий электропередачи
O:	T:
1 Рост рынка энергоресурсов. 2 Широкий спектр электротехнической продукции, для реализации проектов.	1 Высокий износ оборудования генерирующей электрической сети. 2 Высокие технологические потери при транспорте электроэнергии.

SWOT-анализ схемы внешнего электроснабжения напряжением 35 кВ

S:	W:
1 Малые капитальные затраты на реализацию проекта. 2 Более низкий класс изоляции в связи с низким напряжением сети. 3 Меньшие габариты под застройку главной понизительной подстанции.	1 Рост потерь напряжения при передаче электрической энергии. 2 Рост потерь мощности при передаче электрической энергии. 3 Рост потерь электроэнергии при передаче электрической энергии.
O:	T:
1 Рост рынка энергоресурсов. 2 Широкий спектр электротехнической продукции, для реализации проектов.	1 Высокий износ оборудования генерирующей электрической сети. 2 Высокие технологические потери при транспорте электроэнергии.

Дерево целей проекта



Поле сил изменений системы при реализации проекта

