

**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования

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

Факультет электротехнический

Кафедра автоматики

Направление подготовки 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_  
Голощапов С.С.

\_\_\_\_\_  
20 \_\_\_\_ г.

Электроснабжение группы цехов ПАО «ЧКПЗ»  
(тема)

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА  
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ  
ЮУрГУ–13.03.02.2020.069.00.00 ПЗ ВКР

**Автор ВКР**

студент группы МиЭт - 547

\_\_\_\_\_  
/ Чилигин А.А.

подпись

ФИО

\_\_\_\_\_  
20 \_\_\_\_ г.

**Руководитель работы**

к.т.н., доцент кафедры автоматики

должность

\_\_\_\_\_  
/ Валеев Г.С.

подпись

ФИО

\_\_\_\_\_  
20 \_\_\_\_ г.

**Нормоконтроль**

д.т.н., профессор кафедры автоматики

должность

\_\_\_\_\_  
/ Четошникова Л.М.

подпись

ФИО

\_\_\_\_\_  
20 \_\_\_\_ г.

## АННОТАЦИЯ

Электроснабжение группы цехов кузнечно-прессового завода. – Миасс: ЮУрГУ, ЭТФ, 2020, 97 с., 15 илл., 32 таблицы. Библиографический список – 24 наименований, приложение А 1 лист, 5 листов чертежей ф.А1.

В данной работе осуществляется проектирование системы электроснабжения группы цехов кузнечно-прессового завода ПАО «ЧКПЗ».

На основании расчета электрических нагрузок и технико-экономического анализа разработаны схема внешнего электроснабжением 110 кВ и схема внутри-заводского электроснабжения напряжением 10 кВ. Произведен выбор и расчёт силовых трансформаторов цеховых ТП и кабельных линий напряжением выше и до 1 кВ.

По рассчитанным токам короткого замыкания выбрано основное электротехническое коммутационное оборудование 110 и 10 кВ.

Произведена оптимизация мощности устройств компенсации реактивной мощности, выполнена оценка качества электрической энергии в системе электроснабжения предприятия.

Рассмотрены вопросы релейной защиты трансформатора индукционной печи в одном из крупных цехов завода.

					13.03.02.069.2020.ПЗ		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разр.		Чилигин А.А.			Электроснабжение группы цехов кузнечно-прессового завода ПАО «ЧКПЗ»	Лит.	Лист
Пров.		Валеев Г.С.					3
						ЮУрГУ Кафедра Автоматики	
Н.кон.		Четошникова Л.М.					
Утв.		Голощяпов С.С.					

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ПРОЕКТА	6
ВВЕДЕНИЕ	7
1 КРАТКИЕ СВЕДЕНИЯ О ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМ ПРОЦЕССЕ ПРОИЗВОДСТВА	9
2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПРЕДПРИЯТИЯ	11
2.1 Расчет электрических нагрузок по электроремонтному цеху	11
2.2 Расчет электрических нагрузок по предприятию	17
2.3 Расчет картограммы электрических нагрузок предприятия	20
3 ВЫБОР ЧИСЛА, МОЩНОСТИ И ТИПА ТРАНСФОРМАТОРОВ ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ	23
4 ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРОВ ГЛАВНОЙ ПОНИЗИТЕЛЬНОЙ ПОДСТАНЦИИ	30
5 ВНЕШНЕЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ПРЕДПРИЯТИЯ	34
5.1 Потери мощности и электроэнергии в силовых трансформаторах ГПП	35
5.2 Расчет линии электропередачи от районной подстанции энергосистемы до ГПП предприятия	36
5.3 Расчет токов короткого замыкания в сети ВН	37
5.4 Выбор коммутационной аппаратуры в начале отходящих линий от подстанции энергосистемы и на вводе ГПП	40
6 ВЫБОР ВЕЛИЧИНЫ НАПРЯЖЕНИЯ И СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ, РАСЧЕТ ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ	45
6.1 Выбор напряжения	45
6.2 Построение схемы внутреннего электроснабжения предприятия	45
6.3 Конструктивное выполнение электрической сети	45
6.4 Расчет питающих линий	47
7 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ	51

8	ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	57
8.1	Выбор трансформаторов собственных нужд ГПП	57
8.2	Выбор ячеек КРУ 10 кВ ГПП	57
8.3	Выбор выключателей КРУ	59
8.4	Выбор трансформаторов тока в ячейках КРУ	61
8.5	Выбор трансформаторов напряжения	64
8.6	Проверка кабелей напряжением 10 кВ на термическую стойкость к токам короткого замыкания	66
8.7	Выбор коммутационной аппаратуры на стороне высшего и низшего напряжений цеховых трансформаторных подстанции	67
9	КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ	69
9.1	Описание схемы электроснабжения	69
9.2	Определение удельной стоимости потерь активной мощности от протекания реактивной мощности	71
9.3	Определение затрат на генерацию реактивной мощности отдельными источниками	72
9.4	Определение эквивалентных активных сопротивлений	73
9.5	Определение реактивной мощности источников	74
9.6	Определение мощности высоковольтной БК	75
10	РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ	77
11	РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРА ИНДУКЦИОННОЙ ПЕЧИ	80
12	ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	88
12.1	Технико-экономическое сравнение вариантов внешнего электроснабжения	88
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	92
	БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	94

## ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ПРОЕКТА

Основные характеристики потребителей и системы электроснабжения группы цехов кузнечно-прессового завода:

1) Суммарная установленная мощность электроприемников предприятия напряжением ниже 1000 В: 20202 кВт.

2) Суммарная установленная мощность электроприемников предприятия напряжением выше 1000 В: 6520 кВт (4 СД по 630 кВт и 4 индукционных печи по 1000 кВт).

3) По надежности электроснабжения потребители предприятия на предприятии имеются потребители всех категорий.

К потребителям первой категории относятся: компрессорная станция.

К потребителям второй категории относятся:

- заводоуправление, автотранспортный цех, зарядная станция, прессовый цех, окрасочный цех, кузнечный цех, деревообделочный цех.

К потребителям третьей категории относятся все остальные объекты.

4) Полная расчетная мощность на шинах РУ 10 кВ: 17995 кВА.

5) Коэффициенты реактивной мощности: нормированный -  $\text{tg}\varphi_{\text{норм}}=0,5$ ; естественный -  $\text{tg}\varphi_{\text{ест}}=0,79$ ; расчетный -  $\text{tg}\varphi_{\text{расчет}}=0,33$ .

6) Напряжение внешнего электроснабжения: 110 кВ.

7) Мощность короткого замыкания в точке присоединения к энергосистеме питающих предприятие линий: 2000 МВА.

8) Расстояние от предприятия до питающей подстанции энергосистемы 1 км; питающая линия выполнена проводом марки АС-95/16.

9) Напряжение внутреннего электроснабжения предприятия: 10 кВ.

10) Тип принятых ячеек распределительного устройства ГПП: К-104М.

11) Для питания потребителей напряжением ниже 1 кВ устанавливается 6 цеховых КТП с трансформаторами типа ТМГ мощностью 400, 630, 1000, 2000 и 2500 кВА и низковольтные распределительные шкафы типа ПР8.

12) Тип кабельных линий: АПвБПг-10, сечения: 3х50, 3х95, 3х185.

					13.03.02.069.2020.ПЗ	Лист
						6
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## ВВЕДЕНИЕ

Урал является одним из основных промышленных очагов России, где издавна ведётся добыча самых разнообразных минеральных ресурсов и развивается диверсифицированная обрабатывающая промышленность.

Острая проблема Урала заключается в техническом перевооружении и реконструкция промышленных предприятий, прежде всего металлургических и машиностроительных. Без этого в условиях перехода к рыночной экономике невозможно обеспечить конкурентоспособность продукции, выпускаемой его предприятиями.

В городе Челябинске в ближайшие годы планируется модернизация многих промышленных объектов и строительство новых, что невозможно без реконструкции электрических сетей и увеличения их пропускной способности.

На ПАО «ЧКПЗ» на сегодняшний день ведется активная модернизация с введением современного оборудования в цехах. Завод построен в 1942 году, последняя частичная реконструкция на нем проводилась в 2000 году.

С внедрением новых цехов и увеличением нагрузок, возникала острая необходимость в реконструкции системы электроснабжения завода с увеличением ее надежности, что возможно только при полной замене существующего электрооборудования на современное оборудование.

Актуальность модернизации данного объекта заключается в следующем: необходимость в повышении надежности и расширении узла электроснабжения в связи с вводом новых мощных цехов и выпуском новой продукции.

Обеспечение надёжного электроснабжения кузнечно-прессового завода является одной из приоритетных задач.

На выбор схемы и конструктивное исполнение сети оказывают влияние такие факторы, как степень ответственности приемников электроэнергии (их категория), режимы работы, а также размещение по территории цеха, номинальные токи и напряжения.

					13.03.02.069.2020.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		7

Целью настоящей ВКР является разработка системы надёжного внешнего и внутреннего электроснабжения ЧКПЗ с соблюдением требований ГОСТ к надёжности и качеству электроэнергии, отпускаемой потребителям, а также разработка электрической схемы, выбора основного оборудования.

Для достижения поставленной цели необходимо реализовать следующие задачи:

- 1) Рассчитать нагрузки электропотребителей завода;
- 2) Оптимизировать схему подключения завода к распределительной сети с проектированием линии электропередач и подстанции;
- 3) Выбрать тип распределительного устройства и электрооборудование ГПП;
- 4) Осуществить внедрение элегазовых выключателей и другого современного электротехнического оборудования;
- 7) Определить технико-экономические показатели схемы электроснабжения;
- 8) Определить необходимость в установке компенсирующих устройств и меры по улучшению качества электроэнергии.

					13.03.02.069.2020.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		8

## 1 КРАТКИЕ СВЕДЕНИЯ О ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМ ПРОЦЕССЕ ПРОИЗВОДСТВА

Современный кузнечно-прессовый завод является ведущим предприятием машиностроительной отрасли, который занимается производствомковки, штамповки и детали весом от 0,1 до 400 кг для автомобилестроения, тракторостроения, железнодорожного машиностроения, нефтегазового комплекса; штампованные колесные диски диаметром от 16 до 33 дюймов; прицепы и полуприцепы-тяжеловозы.

Современное производство штампов позволяет изготавливать штампы за 7-10 дней. Применяемые новые технологии при производстве штампов позволяют увеличить количество их возобновлений и получать большую стойкость штампов.

Ввиду отсутствия признаков химической опасности, легко воспламеняющихся жидкостей, взрывоопасных газов, смесей и паров, помещения цехов будем считать невзрывоопасными. В связи с этим температура окружающей среды в цехах принята 25 °С. Помещение будет оснащено электрооборудованием общего назначения без учета требований определенных условий.

Так как в цехах идет работа с металлическими изделиями, т.е. твердыми негорючими веществами, то в соответствии с ПУЭ принимаем категорию пожароопасности П-II а. В соответствии с данной категорией, токопроводящие жилы будем выполнять из алюминия.

На кузнечнопрессовом заводе в производстве участвует огромное количество самых разнообразных потребителей электроэнергии, которые объединены единым технологическим процессом и размещенных на одной территории.

На территории рассматриваемого завода находятся 12 объектов технологического назначения. Предприятие работает по двухсменному графику с продолжительностью смены 8 часов, годовое число использования максимума нагрузки  $T_{\max} = 5000$  ч.

					13.03.02.069.2020.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		9



Электроприемники (потребители) любого предприятия имеют классификацию по роду тока, напряжению, частоте, надёжности электро-снабжения, режиму работы, мощности, симметричности нагрузки и режиму нейтрали. Классификация по указанным выше признакам для потребителей кузнечно-прессового завода будет следующей:

1) По роду тока – электроприемники трехфазного и однофазного тока с напряжением до и выше 1 кВ.

2) По степени надёжности относятся к потребителям 1, 2 и 3-й категорий:

– электроприемники 1 категории (компрессорная). Электроснабжение данных электроприемников должно быть предусмотрено от двух независимых источников питания и наличия третьего независимого источника.

– электроприемники 2 и 3 категории, к которым относятся производственные корпуса и цеха, заводоуправление, ремонтные мастерские, склады. Они получают питание от двух независимых источников электроснабжения с переключением на резерв действиями дежурного персонала.

3) По режиму работы – с продолжительным режимом работы.

4) По симметричности нагрузки – электроприемники с симметричной и несимметричной нагрузкой (имеются индукционные печи).

5) По напряжению – до и выше 1 кВ (имеются ЭП 10 кВ).

6) По режиму работы нейтрали – изолированная и компенсированная нейтраль.

7) По мощности – электроприемники малой и средней мощности.

8) По частоте – промышленной частоты 50 Гц.

План проектируемой системы электроснабжения кузнечно-прессового завода представлен на листе 1 графической части работы.

					13.03.02.069.2020.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		10

## 2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПРЕДПРИЯТИЯ

Расчёт электрических нагрузок завода производится с помощью усовершенствованного метода упорядоченных диаграмм. Данный метод применим, когда не известен график электрических нагрузок. Определение расчетных нагрузок потребителей и их суммарного значения необходимо для дальнейшего выбора напряжения сети внешнего электроснабжения, силовых трансформаторов, марки и сечений питающих линий.

### 2.1 Расчет электрических нагрузок по электроремонтному цеху

Расчетные мощности  $P_p$  и  $Q_p$  определяются по формулам:

$$P_p = K_{PA} \cdot \sum_{i=1}^n k_{IAi} \cdot P_{НОМi}, \quad (2.1)$$

$$Q_p = K_{PP} \cdot \sum_{i=1}^n k_{IAi} \cdot P_{НОМi} \cdot \operatorname{tg} \varphi_i, \quad (2.2)$$

где  $k_{pa}$  – расчетный коэффициент активной мощности; определяется по справочным материалам,

$$k_{pa} = f(n_э; k_{иа}); \quad (2.3)$$

$k_{pp}$  – расчетный коэффициент реактивной мощности,

$$k_{pp} = \frac{1}{1 + 6\sqrt{n_э}}; \quad (2.4)$$

$n_э$  - эффективное число электроприемников.

Средняя активная нагрузка за наиболее загруженную смену для каждого ЭП или подгруппы электроприемников определяется по формуле:

$$P_{cp} = k_{иа} P_{ном}, \quad (2.5)$$

где  $k_{иа}$  – коэффициент использования по активной мощности, характеризует степень использования установленной мощности за наиболее загруженную смену. Его значение для отдельных ЭП приводится в справочнике [2].

Средняя реактивная нагрузка за наиболее загруженную смену:

$$Q_{cp} = P_{ном} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (2.6)$$

					13.03.02.069.2020.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		11

где  $\operatorname{tg}\varphi$  - определяется из справочных данных.

Определение приведенного числа электроприемников  $n_{\Sigma}$  по формуле:

$$n_{\Sigma} = \frac{(\sum_{i=1}^n P_{НОМ i})^2}{\sum_{i=1}^n P_{НОМ i}^2} \quad (2.7)$$

где  $n$  – реальное число электроприемников

Полная расчетная нагрузка группы трехфазных ЭП определяется выражением:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} \cdot (2.8)$$

Расчетный ток:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n}, \quad (2.9)$$

где  $U_n$  – номинальное напряжение цеховой сети,  $U_n = 0,38$  кВ.

Значения  $\cos\varphi$  и  $k_{на}$  определяются из справочных данных.

Значения величин  $P_{ном}$ ,  $P_{cp\Sigma}$  и  $Q_{cp\Sigma}$  в итоговой строке таблицы 1 определяются суммированием величин в столбцах:

$$P_{cp\Sigma} = \sum_{i=1}^n P_{cpi}; \quad (2.10)$$

$$Q_{cp\Sigma} = \sum_{i=1}^n Q_{cpi} \cdot (2.11)$$

Групповой коэффициент использования по активной мощности и  $\operatorname{tg}\varphi$  определяются по соответствующим формулам:

$$K_{на\Sigma} = \frac{P_{cp\Sigma}}{P_{ном\Sigma}}; \quad (2.12)$$

$$\operatorname{tg}\varphi_{\Sigma} = \frac{Q_{cp\Sigma}}{P_{cp\Sigma}} \cdot (2.13)$$

В результате расчетов, полученные данные сводим в таблицы 2.1, 2.2.

В конце таблицы произведен расчет электрических нагрузок по цеху.

					13.03.02.069.2020.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		12

Таблица 2.1- Расчет нагрузок по электроремонтному цеху

№	Исходные данные							Расчётные величины						Расчётные мощности			Ip (А)
	По заданию технологов				Справочные			Средняя нагрузка		n · P <sup>2</sup> ном (кВт )	пэ	Кра	Кpp				
	Наименование ЭП и узлов СЭС	Кол- во Э.П на уч- ке	Рном прив. к дл. реж. ПВ 100%		Киа	cos (φ)	tg (φ)	Pс=Киа· Рном (кВт)	Qс=Киа· Рном·tg (φ) (кВАр)								
			од- ного	общая													
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
	I. Намоточное отделение 1 (ШР-1)																
1	Станок намоточный	35	2,4	84	0,16	0,5	1,73	13,44	23,251	201,6							
2	Установка испытательная	2	7,5	15	0,35	0,7	1,02	5,25	5,355	112,5							
3	Станок перемоточный	3	3	9	0,17	0,65	1,17	1,53	1,7901	27							
4	Автомат намоточный	2	3,3	6,6	0,17	0,65	1,17	1,122	1,3127	21,78							
5	Станок оплеточный	10	0,6	6	0,45	0,8	0,75	2,7	2,025	3,6							
6	Ванна для лужения	4	10	40	0,6	0,9	0,48	24	11,52	400							
7	Установка сатураторная	2	2,2	4,4	0,4	0,7	1,02	1,76	1,7952	9,68							
8	Электротельфер	4	2,8	11,2	0,1	0,6	1,33	1,12	1,4896	31,36							
9	Вентилятор	3	14	42	0,75	0,8	0,75	31,5	23,625	588							
Итого по ШР- 1		65		218,2	0,38	0,75	0,88	82,42	72,164	1395,5	34	1,00	1	82,4	74,2	110,9	168,5
	II. Механическое отделение (ШР-2)																
10	Станок токарно-винторезный	25	6,4	160	0,16	0,5	1,73	25,6	44,288	1024							
11	Ст-к универсал.фрезерный	8	2,8	22,4	0,16	0,5	1,73	3,584	6,2003	62,72							
12	Ст-к кругло-шлифовальный	7	9,7	67,9	0,12	0,4	2,29	8,148	18,659	658,63							
13	Ст-к плоскошлифовальный	3	3,4	10,2	0,14	0,5	1,73	1,428	2,4704	34,68							
14	Ст-к универсально заточный	1	2,4	2,4	0,17	0,65	1,17	0,408	0,4774	5,76							
15	Ст-к вертик-но-сверлильный	30	2,2	66	0,16	0,4	2,29	10,56	24,182	145,2							
16	Ст-к токарно-доделочный	3	4,5	13,5	0,2	0,65	1,17	2,7	3,159	60,75							
17	Ст-к гориз-но фрезерный	5	4,5	22,5	0,14	0,6	1,33	3,15	4,1895	101,25							
18	Электротельфер	2	2,8	5,6	0,1	0,6	1,33	0,56	0,7448	15,68							
19	Вентилятор	1	14	14	0,75	0,8	0,75	10,5	7,875	196							
Итого по ШР-2		85		384,5	0,17	0,51	1,68	66,638	112,25	2304,7	64	1,00	1	66,6	115	132,6	201

Изм.	
Лист	
№ докум.	
Подпись	
Дата	
13.03.02.069.2020.ПЗ	
Лист	14

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
<b>III. Намоточное отделение 2 (ШР-3)</b>																	
20	Станок рубки провода	8	0,6	4,8	0,12	0,45	1,98	0,58	1,14	2,88							
21	Ст-к подрезки секций	1	3,4	3,4	0,12	0,45	1,98	0,41	0,81	11,56							
22	Ст-к укладки пазов	11	1,2	13,2	0,12	0,45	1,98	1,58	3,14	15,84							
23	Полуавтомат рубки меди	4	1,5	6	0,12	0,45	1,98	0,72	1,43	9,00							
24	Полуавтомат резки металлов	2	7,5	15	0,17	0,65	1,17	2,55	2,98	112,50							
25	Полуавтомат укладки пазов	10	1,1	11	0,12	0,45	1,98	1,32	2,61	12,10							
26	Полуавтомат изолировки пазов	5	1,7	8,5	0,12	0,45	1,98	1,02	2,02	14,45							
27	Полуавтомат резки изоляционных прокладок	3	2,2	6,6	0,17	0,65	1,17	1,12	1,31	14,52							
28	Ст-к оплеточный	3	0,6	1,8	0,2	0,65	1,17	0,36	0,42	1,08							
29	Ст-к намотки и скрутки	1	3,4	3,4	0,2	0,65	1,17	0,68	0,80	11,56							
30	Ст-к намоточный	30	3	90	0,2	0,65	1,17	18,00	21,06	270,00							
31	Полуавтомат намотки якорей	3	5,5	16,5	0,2	0,65	1,17	3,30	3,86	90,75							
32	Ванна для пайки	1	15	15	0,5	0,8	0,75	7,50	5,63	225,00							
33	Электротельфер	1	2,8	2,8	0,1	0,6	1,33	0,28	0,37	7,84							
34	Испытательная установка	3	10	30	0,35	0,7	1,02	10,50	10,71	300,00							
35	Вентилятор	1	7,5	7,5	0,75	0,8	0,75	5,25	3,94	56,25							
<b>Итого по ШР-3</b>		<b>87</b>		<b>235,5</b>	<b>0,23</b>	<b>0,66</b>	<b>1,13</b>	<b>55,17</b>	<b>62,22</b>	<b>1155,33</b>	<b>48</b>	<b>1,00</b>	<b>1,00</b>	<b>55,2</b>	<b>63,7</b>	<b>84,3</b>	<b>128,05</b>
<b>IV. Коллекторное отделение (ШР-4)</b>																	
36	Пресс гидравлический	35	9,5	332,5	0,2	0,65	1,17	66,5	77,805	3158,8							
37	Пресс кривошипный	8	4,5	36	0,2	0,65	1,17	7,2	8,424	162							
38	Станок агрегатный	3	18	54	0,17	0,72	0,96	9,18	8,8128	972							
39	Автомат токарный	2	8	16	0,2	0,65	1,17	3,2	3,744	128							
40	Установка испытательная	1	7,5	7,5	0,35	0,7	1,02	2,625	2,6775	56,25							
41	Обогреватель прессформ	2	20	40	0,6	0,95	0,33	24	7,92	800							
42	Вентилятор	6	4	24	0,75	0,8	0,75	18	13,5	96							
<b>Итого по ШР-4</b>		<b>57</b>		<b>510</b>	<b>0,26</b>	<b>0,73</b>	<b>0,94</b>	<b>130,71</b>	<b>122,88</b>	<b>5373</b>	<b>48</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>139</b>	<b>126</b>	<b>187,16</b>	<b>284,35</b>



Таблица 2.2 - Расчет однофазных нагрузок

№	Наименование узлов СЭС и ЭП	Уст. мощ- ность ЭП, приведё нная к ПВ=100 %,кВт	n	n*P2н ом	Установленная мощность ЭП, подключенных на Ул, кВт			Коэффициент приведения			Установленная мощность ЭП, подключенных к Уф, кВт			Киa	cosφ	Средняя мощность					
					ab	bc	ca	к фазе	k	q	a	b	c			Pср, кВт			Qср, кВар		
																a	b	c	a	b	c
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
Электроприёмники отделения пропитки, подключенные на Ул																					
43	Печь сушильная, однофазная, Уном=380 В	60	2	7200	60			a	0,54	-0,2				0,8	0,97	25,9			-11		
								b	0,46	0,37							22,1			17,8	
						60		b	0,54	-0,2							25,9			-11	
								c	0,46	0,37									22,1		
Все ЭП, подк.на Ул		120	2	7200											25,9	48	22,1	-11	6,7	17,8	
44	Ванна для пропитки, од- нофазная Уном=220 В	10	7	700							40	0	30	0,6	0,85	24	0	18	14,9	0	11,2
					Все ЭП, подк.на Уф										24	0	18	14,9	0	11,2	
Итого по отделе- нию		190	9	7900												49,9	48	40,1	3,8	6,7	28,9
Полная мощность, кВА			A	50,1	Наиболее загруженная фаза А																
			B	48,5																	
			C	49,4																	

## 2.2 Расчет электрических нагрузок по предприятию

Расчетные активная  $P_p$  и реактивная  $Q_p$  нагрузки определяются по выражениям:

$$P_p = K_{PA} \cdot k_{IIAi} \cdot P_{НОМi} ,$$

$$Q_p = K_{PP} \cdot k_{IIAi} \cdot P_{НОМi} \cdot \operatorname{tg} \varphi_i ,$$

Расчетная осветительная нагрузка  $P_{p.осв.}$  цеха вычисляется по выражению (2.15) с учетом площади производственной поверхности пола  $F_{ц}$  цеха, определяемой по генплану предприятия, удельной осветительной нагрузки  $P_{уд.осв.}$  и коэффициента спроса на освещение  $K_{с.осв.}$ .

$$P_{p.осв.} = K_{с.осв.} \cdot P_{уд.осв.} \cdot F_{ц} \quad (2.15)$$

$$Q_{p.осв.} = P_{p.осв.} \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (2.16)$$

После суммирования нагрузок  $P_p$  и  $P_{p.осв.}$  и нагрузок  $Q_p$  и  $Q_{p.осв.}$  вычисляется полная расчетная низковольтная нагрузка цеха  $S_p$  по формуле (2.9).

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

По полученным расчетам, результаты заносятся в таблицу 2.3:

					13.03.02.069.2020.ПЗ	Лист
						17
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



Таблица 2.3 - Расчет нагрузок по предприятию

№	Наименование цехов и узлов СЭС	$P_{\Sigma}$	$P_{\Sigma}, \text{кВт}$	$K_{иЛ}$	$\cos\varphi$	$\operatorname{tg}\varphi$	$P_{\Sigma}, \text{кВт}$	$Q_{\Sigma}, \text{квар}$	$K_{РА}$	$P_{Р}, \text{кВт}$	$Q_{Р}, \text{квар}$	$F_{Ц}, \text{м}^2$	$P_{уд}, \text{кВт/м}^2$	$\cos\varphi_0$	$\operatorname{tg}\varphi_0$	$K_{CO}$	$P_{PO}, \text{кВт}$	$Q_{PO}, \text{квар}$	$P_{Р+P_{PO}}, \text{кВт}$	$Q_{Р+Q_{PO}}, \text{квар}$	$S, \text{кВА}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
Низковольтная нагрузка																					
1	Компрессорная станция	10	125	0,8	0,85	0,62	100	62,0	0,9	90,0	55,8	3375	0,010	0,8	0,75	0,85	28,7	21,5	118,7	77,3	141,6
2	Склад	14	105	0,25	0,5	1,73	26,3	45,4	0,82	21,5	37,2	1350	0,010	0,8	0,75	0,6	8,1	6,1	29,6	43,3	52,5
3	Заводоуправление	18	130	0,5	0,75	0,88	65,0	57,2	0,85	55,3	48,6	2700	0,020	0,8	0,75	0,9	48,6	36,5	103,9	85,1	134,2
4	Автотранспортный цех	27	195	0,4	0,7	1,02	78,0	79,6	0,75	58,5	59,7	2450	0,015	0,8	0,75	0,85	31,2	23,4	89,7	83,1	122,3
5	Зарядная станция	6	45	0,7	0,8	0,75	31,5	23,6	0,91	28,7	21,5	1050	0,010	0,8	0,75	0,6	6,3	4,7	35,0	26,2	43,7
6	Прессовый цех	167	9660	0,6	0,75	0,88	5796	5100,5	0,8	4636,8	4080,4	11700	0,015	0,8	0,75	0,9	158,0	118,5	4794,8	4198,8	6373,4
7	Окрасочный цех	65	1160	0,75	0,8	0,75	870,0	652,5	0,8	696,0	522,0	5750	0,015	0,8	0,75	0,85	73,3	55,0	769,3	577,0	961,6
8	Кузнечный цех	158	5390	0,65	0,75	0,88	3503,5	3083,1	0,8	2802,8	2466,5	11700	0,020	0,8	0,75	0,85	198,9	149,2	3001,7	2615,6	3981,4
9	Заводская лаборатория	35	220	0,35	0,65	1,17	77,0	90,1	0,75	57,8	67,6	1625	0,020	0,8	0,75	0,9	29,3	21,9	87,0	89,5	124,8
10	Цех товаров народного потребления	28	1140	0,45	0,75	0,88	513,0	451,4	0,77	395,0	347,6	6300	0,015	0,8	0,75	0,9	85,1	63,8	480,1	411,4	632,2
11	Деревообделочный цех	27	169	0,4	0,6	1,33	67,6	89,9	0,75	50,7	67,4	4900	0,018	0,8	0,75	0,85	75,0	56,2	125,7	123,7	176,3
12	Электроремонтный цех	172	1863	0,32	0,79	0,78	596,2	476,9	0,7	417,3	333,8	2800	0,020	0,8	0,75	0,85	47,6	35,7	464,9	369,5	593,9
	Освещение территории											178500	0,002	0,8	0,75	0,85	227,6	170,7	227,6	170,7	284,5
	<b>Итого (0,4 кВ):</b>	<b>727</b>	<b>20202</b>				<b>11724</b>	<b>10212</b>		<b>9310</b>	<b>8108</b>						<b>1018</b>	<b>763,2</b>	<b>10328</b>	<b>8871,3</b>	<b>13615</b>

Высоковольтная нагрузка																					
1	Компрессорный цех (СД 4х630)	4	2520	0,8	0,85	- 0,62	2016	-1250	1	2016	-1250										
8	Кузнечный цех (индукционные печи 1000 кВт)	4	4000	0,7	0,8	0,75	2800	2100	1	2800	2100										
	Итого (10 кВ):	8	6520				4816	850		4816	850								4816	850	4890
	Итого по предприятию		29242				16540	11062		14126	8958								15144	9721,3	17995

## 2.3 Расчет картограммы электрических нагрузок предприятия

Картограмма нагрузок представляет собой размещенные на генеральном плане окружности, центры которых совпадают с центрами нагрузок цехов, а площади окружностей пропорциональны расчетным активным нагрузкам. Каждая окружность делится на секторы, площади которых пропорциональны активным нагрузкам ЭП с напряжением до 1 кВ, электроприемников с напряжением свыше 1 кВ и электрического освещения. При этом радиус окружности и углы секторов для каждого цеха соответственно определяются:

$$R = \sqrt{\frac{P_p}{\pi \cdot m_p}} \quad (2.17)$$

где  $P_{pi}$ ,  $P_{PH/Вi}$ ,  $P_{PB/Вi}$ ,  $P_{POCBi}$  – расчетные активные нагрузки соответственно всего цеха, электроприемников напряжением до 1 кВ, электроприемников напряжением выше 1 кВ и электрического освещения, кВт;

$m$  – масштаб площадей картограммы нагрузок, кВт/мм<sup>2</sup>.

Масштаб определим из условия, чтоб радиус окружности, соответствующей минимальной расчетной нагрузке, был 5 мм.

$$m = \frac{P_{pmin}}{\pi \cdot r_{min}^2} = \frac{29,6}{\pi \cdot 5^2} = 0,377 \text{ кВт/мм}^2. \quad (2.18)$$

Углы секторов для каждого цеха определяются по формулам:

$$\alpha_{nvi} = \frac{360}{P_{pi\Sigma}} \cdot P_{p.nvi}; \quad \alpha_{evi} = \frac{360}{P_{pi\Sigma}} \cdot P_{p.evi}; \quad \alpha_{ocvi} = \frac{360}{P_{pi\Sigma}} \cdot P_{p.ocvi} \quad (2.19)$$

Например, для компрессорной станции (№1 на плане) определяем радиусы окружностей и углы секторов по данным из таблицы 2.3.

$$P_{P.HB} = 90 \text{ кВт};$$

$$P_{POCB} = 28,7 \text{ кВт};$$

$$P_{P.BB} = 2016 \text{ кВт};$$

$$P_P = P_{P.HB} + P_{P.OCB} + P_{P.BB}; \quad (2.20)$$

$$P_P = 90 + 28,7 + 2016 = 2134,7 \text{ кВт}.$$

$$R = \sqrt{\frac{2134,7}{3,14 \cdot 0,377}} = 42,5 \text{ мм};$$

					13.03.02.069.2020.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20

$$\alpha_{\text{HB}} = 360 \cdot \frac{90}{2134,7} = 15 \text{ град};$$

$$\alpha_{\text{BB}} = 360 \cdot \frac{2016}{2134,7} = 340 \text{ град};$$

$$\alpha_{\text{OCB}} = 360 \cdot \frac{28,7}{2134,7} = 5 \text{ град};$$

Расчеты сведены в таблицу 2.4.

Таблица 2.4 - Расчет картограммы электрических нагрузок предприятия

№	Наименование цехов	P <sub>pi</sub> , кВт	P <sub>p.ni</sub> , кВт	P <sub>p.vi</sub> , кВт	P <sub>p.oī</sub> , кВт	X <sub>i</sub> , м	Y <sub>i</sub> , м	R <sub>i</sub> , мм	α <sub>ni</sub>	α <sub>vi</sub>	α <sub>oi</sub>
1	Компрессорная станция	2134,7	90,0	2016	28,7	124,25	452	42,47	15	340	5
2	Склад	29,6	21,5	0,0	8,1	54,3	420	0,4	5,0	262	0
3	Заводоуправление	103,9	55,3	0,0	48,6	203,3	390	0,4	9,4	192	0
4	Автотранспортный цех	89,7	58,5	0,0	31,2	49,3	344	0,4	8,7	235	0
5	Зарядная станция	35,0	28,7	0,0	6,3	81,9	327	0,4	5,4	295	0
6	Прессовый цех	4794,8	4636,8	0,0	158,0	254,3	303	0,4	63,6	348	0
7	Окрасочный цех	769,3	696,0	0,0	73,3	74,3	274	0,4	25,5	326	0
8	Кузнечный цех	5801,7	2802,8	2800,0	198,9	254,3	238	0,4	70,0	174	174
9	Заводская лаборатория	87,0	57,8	0,0	29,3	42,3	210	0,4	8,6	239	0
10	Цех товаров народного потребления	480,1	395,0	0,0	85,1	44,3	95	0,4	20,1	296	0
11	Деревообделочный цех	125,7	50,7	0,0	75,0	177,3	130	0,4	10,3	145	0
12	Электроремонтный цех	464,9	417,3	0,0	47,6	292,3	145	0,4	19,8	323	0
						216,5	285				

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

$$x_{\text{ц.н.}} = \frac{\sum_1^n P_{pi} \cdot x_i}{\sum_1^n P_{pi}} \quad (2.21)$$

$$y_{\text{ц.н.}} = \frac{\sum_1^n P_{pi} \cdot y_i}{\sum_1^n P_{pi}} \quad (2.22)$$

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

$$X_{II} = 216,5 \text{ м}, Y_{II} = 285 \text{ м}.$$

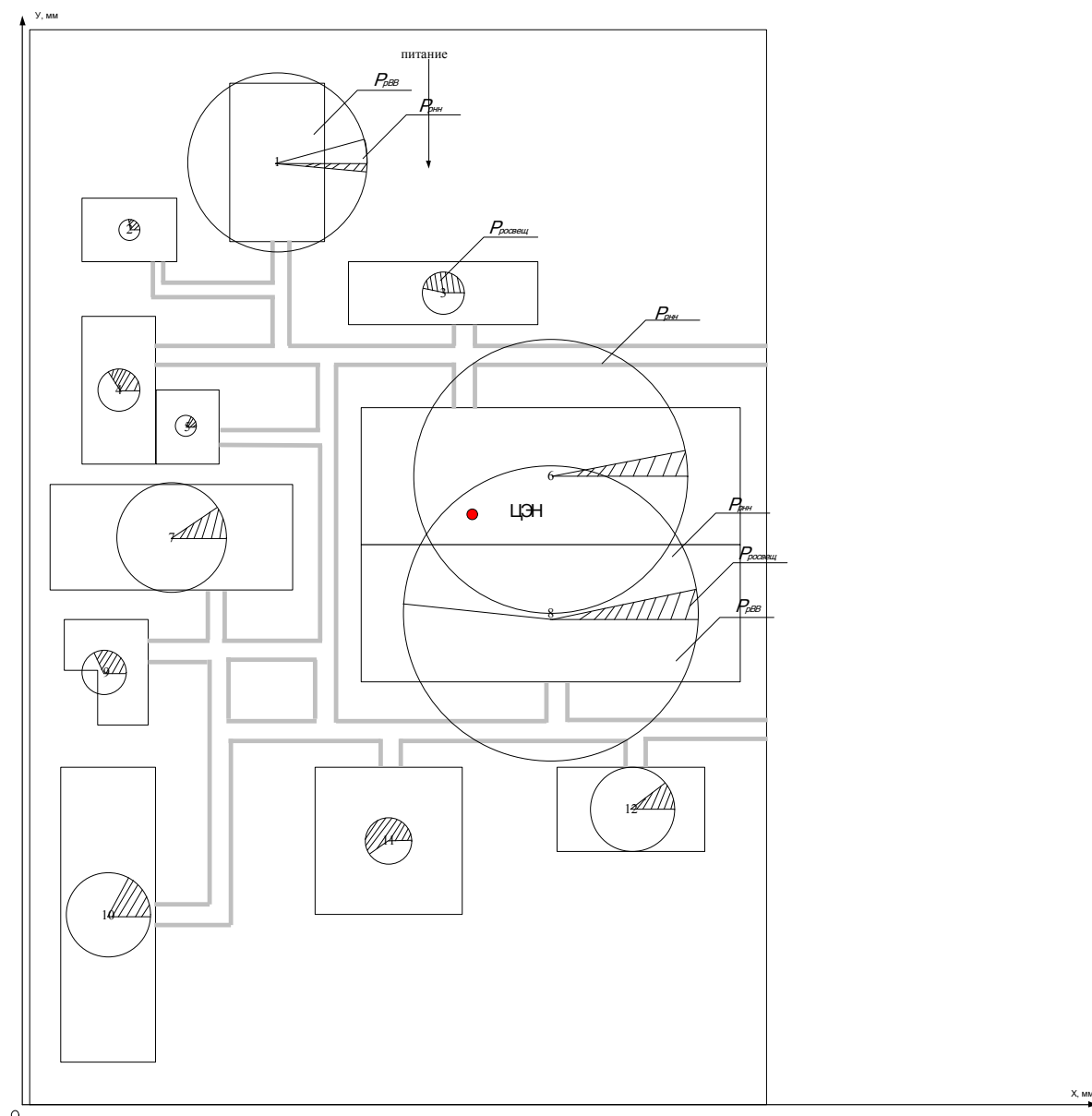


Рисунок 2.1 – Картограмма электрических нагрузок

При выборе местоположения ГПП, помимо расположения центра электрических нагрузок были учтены следующие факторы:

- площадь, необходимая для размещения главной понизительной подстанции; роза ветров; рельеф местности; наличие коридоров для прокладки воздушных и кабельных линии с учетом охранной зоны.

### 3 ВЫБОР ЧИСЛА, МОЩНОСТИ И ТИПА ТРАНСФОРМАТОРОВ ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

Мощность трансформаторов цеховых трансформаторных подстанций (ТП) зависит от величины нагрузки ЭП, их категории по надежности электроснабжения, от размеров площади, на которой они размещены и т.п. При одной и той же равномерно распределенной нагрузке с увеличением площади цеха должна уменьшаться единичная мощность трансформаторов.

Существует связь между экономически целесообразной мощностью отдельного трансформатора  $S_{ЭТ}$  цеховой ТП и плотностью электрической нагрузки цеха.

Плотность электрической нагрузки цеха определяется по формуле:

$$\sigma = \frac{S_p}{F_{ц}}, (3.1)$$

где  $S_p$  – расчетная электрическая нагрузка цеха, кВА;

$F_{ц}$  – площадь цеха,  $m^2$ .

Таблица 3.1 – Связь между экономически целесообразной мощностью отдельного трансформатора цеховой ТП и  $\sigma$

Плотность электрической нагрузки цеха $\sigma$ , кВА/ $m^2$	0,03... 0,05	0,05... 0,06	0,08... 0,11	0,14... 0,18	0,25...0,3 4	$\geq 0,5$
$S_{Э.т.}$ , кВА	250	400	630	1000	1600	2500

Однако не всегда, получается, осуществить выбор мощности трансформаторов цеховых ТП по данному условию. Мощность трансформаторов цеховой ТП корректируется в зависимости от величины расчетной нагрузки цеха, ее категории, числа типоразмеров трансформаторов на предприятии и ряда других факторов.

Выбор единичной мощности трансформатора;

- выбор общего числа трансформаторов (оптимального);
- выбор числа трансформаторов на каждой подстанции;
- выбор местоположения.

Минимальное экономически выгодное число трансформаторов определяется по формуле:

$$N_{\min}^{\text{ЭК}} = \frac{P_p}{K_{з.т.доп} \cdot S_{эм}} + \Delta N_T, \quad (3.2)$$

где  $K_{з.доп}$  – коэффициент загрузки – допустимый. Он зависит от категоричности и надежности.

$K_{з.доп} = 0,7$  – I категория

$K_{з.доп} = 0,75 \dots 0,85$  – II категория

$K_{з.доп} = 0,93 \dots 0,95$  – III категория

$\Delta N_T$  – добавка до ближайшего целого числа.

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

$$N_{T.\min} = \max(N_{T.\min}^{\text{ЭК}}, N_{T.\min}^{\text{надёж}}). \quad (3.3)$$

Оптимальное число трансформаторов в цехе находим по формуле:

$$N_T^{\text{опт}} = N_{T.\min} + m, \quad (3.4)$$

где  $m$  - добавка до оптимального числа,  $m=f(N_{T.\min}, K_{з.т.доп}, \Delta N_T)$ , принимается по справочному пособию.

Единичная мощность трансформаторов определяется по формуле:

$$S_{\text{ном.т}} \geq \frac{P_p}{K_{з.т.доп} \cdot N_T^{\text{опт}}}. \quad (3.5)$$

Далее определяется предельная величина реактивной мощности, которую могут пропустить выбранные трансформаторы:

$$Q_{lp} = \sqrt{(N_m \cdot K_{з.т.доп} \cdot S_{\text{ном.т}})^2 - P_p^2} \quad (3.6)$$

$$Q_I = \begin{cases} Q_{lp}, & \text{если } Q_p \geq Q_{lp} \\ Q_p, & \text{если } Q_{lp} > Q_p \end{cases} \quad (3.7)$$

где  $N_T$  – число трансформаторов (установленных в цехе);

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

$S_{н\text{ тi}}$  – номинальная мощность трансформаторов цеховой ТП;

$P_{pi}$  – расчетная активная нагрузка на ТП.

При  $Q_{lp} < Q_p$  трансформаторы ТП не могут пропустить всю реактивную нагрузку и поэтому часть ее должна быть скомпенсирована с помощью конденсаторов, которые следуют установить на стороне низшего напряжения на ТП. Мощность этих конденсаторов будет составлять

$$Q_{ку} = Q_{pi} - Q_{li} \quad (3.8)$$

и они должны устанавливаться на ТП обязательно.

Коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном и послеаварийном режимах будут соответственно:

$$K_{з\text{ норм}} = \frac{\sqrt{P_{pi}^2 + Q_{pi}^2}}{N_m \cdot S_{н.m}} \quad (3.9)$$

$$K_{з\text{ н/ав}} = \frac{\sqrt{P_{pi}^2 + Q_{pi}^2}}{(N_{м.вз.рез} - 1) \cdot S_{н.m}} \cdot \frac{N_{м.вз.рез}}{N_T} \quad (3.10)$$

где  $N_{т.вз.рез}$  – число взаиморезервируемых трансформаторов цеховой ТП;

$S_{р.тi}$  – полная расчетная нагрузка, приходящаяся на один трансформатор ТП.

Расчет по выбору трансформаторов приведен для одного из цехов завода (кузнечный цех), а остальные расчеты сведем в таблицы 3.2 и 3.3.

Определим удельную плотность электрической нагрузки цеха №8:

$$\sigma = \frac{S_p}{F_y} = \frac{3981,4}{11700} = 0,34 \text{ кВА/м}^2.$$

По таблице 3.1 определим экономически целесообразную мощность трансформатора:  $S_{тр.эк} = 2500 \text{ кВА}$ .

Для внутренней установки применяются герметичные масляные силовые трансформаторы типа ТМГ.

Минимальное экономически выгодное число трансформаторов в цехе определяется по выражению:

					13.03.02.069.2020.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25



$$N_{\min}^{\text{эк}} = \frac{P_p}{K_{3.т.доп} \cdot S_{эм}} + \Delta N_T = \frac{3001,7}{0,8 \cdot 2500} + 0,5 = 2.$$

Минимальное число трансформаторов в цехе:

$$N_{T.\min} = \max(N_{T.\min}^{\text{эк}}, N_{T.\min}^{\text{надёж}}) = 2.$$

Оптимальное число трансформаторов в цехе:

$$N_T^{\text{опт}} = N_{T.\min} + m = 2 + 0 = 2.$$

Единичная мощность трансформаторов:

$$S_{\text{ном.т}} \geq \frac{P_p}{K_{3.т.доп} \cdot N_T^{\text{опт}}} = \frac{3001,7}{0,8 \cdot 2} = 1876 \text{ кВА}$$

Принимаем трансформатор  $S_{\text{ном.т}} = 2500 \text{ кВА}$ .

Определим наибольшую реактивную мощность, которую может пропустить трансформатор:

$$Q_{1p} = \sqrt{(N_{\text{т.опт}} \cdot K_{3.т.доп} \cdot S_{\text{ном.т}})^2 - P_p^2} = \sqrt{(2 \cdot 0,8 \cdot 2500)^2 - 3001,7^2} = 2643,8 \text{ кВар},$$

Недостающую реактивную мощность скомпенсируем с помощью конденсаторных установок:

$$Q_{\text{кв}} = Q_p - Q_1 = 2615,6 - 2643,8 = -28,2 \approx 0 \text{ кВар}$$

Установки компенсирующих устройств в ТП5 не требуется.

Коэффициент загрузки трансформатора в нормальном режиме:

$$K_{3.т.норм} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_1^2}}{N_{\text{т.вз.рез}} \cdot S_{\text{ном.т}}} = \frac{\sqrt{3001,7^2 + 2615,6^2}}{2 \cdot 2500} = 0,79.$$

Коэффициент загрузки трансформатора в послеаварийном режиме:

$$K_{3.т.п/а} = \frac{S_{\text{п.г.}} \cdot N_{\text{т.вз.рез}}}{(N_{\text{т.вз.рез}} - 1) \cdot S_{\text{ном.т}}} = \frac{\sqrt{3001,7^2 + 2615,6^2} \cdot 2}{(2 - 1) \cdot 2500} = 1,58.$$

Для некоторых цехов и зданий принимается решение об объединение нагрузок и установки общей трансформаторной подстанции. Это экономически выгодно, когда часть из объектов имеют относительно небольшую нагрузку,

					13.03.02.069.2020.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

небольшое количество электроприемников и находятся вблизи друг от друга. Для них ТП размещается отдельностоящей в центре электрических нагрузок. Экономия заключается в сокращении количества трансформаторных подстанций, а, следовательно, в уменьшении расходов на строительство КЛ 10 кВ, цена которых значительно превосходит расходы на КЛ-0,4 кВ.

Краткие результаты расчетов отражены в таблицах 3.2 и 3.3.

Таблица с подробным расчетом представлена в Приложении А.

Таблица 3.2 – Результаты расчетов выбора трансформаторов

Наименование цехов и подразделений		Кат. надеж	P <sub>p</sub> , кВт	Q <sub>p</sub> , кВар	S <sub>p</sub> , кВА	F <sub>сумц</sub> , м2	σ, кВА/м <sup>2</sup>	N, шт	S <sub>тр.эк</sub> , кВА
1	Компрессорная станция	1	118,7	77,3	610	7425	0,082	2	ТП1 400
2	Склад	3	29,6	43,3					
3	Заводоуправление	2	103,9	85,1					
-	Наружное освещение	3	227,6	170,7					
4	Автотранспортный цех	2	89,7	83,1	1127	9250	0,12	2	ТП2 630
5	Зарядная станция	2	35,0	26,2					
7	Окрасочный цех	2	769,3	577,0					
6	Прессовый цех	2	2393	2096,15	3181	5850	0,54	2	ТП3 2000
			2393	2096,15	3181	5850	0,54	2	ТП4 2000
8	Кузнечный цех	2	3001,7	2615,6	3981,4	11700	0,34	2	ТП5 2500
9	Заводская лаборатория	3	87	89,5	1526	15625	0,098	2	ТП6 1000
10	Цех товаров народного потребления	3	480,1	411,4					
11	Деревообделочный цех	2	125,7	123,7					
12	Электроремонтный цех	2	464,9	369,5					

Таблица 3.3 – Результаты выбора трансформаторов с КРМ

№ТП	Стр.рас ч, кВА	S <sub>ном</sub> , кВА	Q <sub>гр</sub> , кВар	Q <sub>л</sub> , кВар	Q <sub>ку</sub> , кВар	Кз.прин	Кз.норм	Кз.п/ав
1	610	400	288,6	288,6	87,53	0,7	0,76	1,52
2	1127	630	465,6	465,62	220,69	0,8	0,55	1,1
3	3181	2000	2096,15	2124,51	0	0,8	0,79	1,58
4	3181	2000	2096,15	2124,51	0	0,8	0,79	1,58
5	3981,4	2500	2615,6	2643,82	0	0,8	0,79	1,58
6	1526	1000	994,1	1104,1	0	0,8	0,76	1,52

Суммарные потери мощности в трансформаторе состоят из потерь холостого хода и нагрузочных потерь, зависящих от фактической нагрузки трансформатора. Справочные данные для трансформаторов приняты по справочнику [15].

Потери активной мощности:

$$\Delta P_{\text{тр}} = \Delta P_x + \Delta P_k \cdot K_{\phi 3}^2, \quad (3.11)$$

где  $\Delta P_x$  – активные потери холостого хода трансформатора, кВт;

$\Delta P_k$  – активные потери короткого замыкания трансформатора, кВт;

$K_{\phi 3}$  – фактический коэффициент загрузки трансформатора.

Потери реактивной мощности:

$$\Delta Q_{\text{тр}} = \Delta Q_x + \Delta Q_k K_{\phi 3}^2, \quad (3.12)$$

где  $\Delta Q_x = S_{\text{н.тр}} \cdot i_x / 100$  – реактивные потери холостого хода трансформатора, кВар;

$\Delta Q_k = S_{\text{н.тр}} \cdot u_k / 100$  – реактивные потери короткого замыкания трансформатора, кВар;

$i_x, u_k$  – соответственно ток холостого хода и напряжение короткого замыкания, %.

Расчет потерь в трансформаторах ТП представлен в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Потери в трансформаторах ТП

Наименование ТП	$\Delta P_x$ , кВт	$\Delta P_K$ , кВт	$K_z^2$	$S_n$ , кВА	$U_k$ , %	$I_{xx}$ , %	$\Delta P_{тр}$ , кВт	$\Delta Q_{тр}$ , квар
ТП1	0,95	5,5	0,58	400	4,5	2,1	4,14	26,4
ТП2	1,31	7,6	0,3	630	5,5	1,8	3,59	45,99
ТП3	3,7	16,5	0,63	2000	5,5	1	14,095	130
ТП4	3,7	16,5	0,63	2000	5,5	1	14,095	130
ТП5	3,75	24	0,63	2500	6	0,8	18,87	170
ТП6	1,9	10,8	0,58	1000	5,5	1,2	8,164	67
ИТОГО							62,95	569,39

Таким образом, в данном разделе определено оптимальное количество трансформаторных подстанций, которые размещаются на территории кузнечно-прессового завода.

#### 4 ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРОВ ГЛАВНОЙ ПОНИЗИТЕЛЬНОЙ ПОДСТАНЦИИ

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

Величину рационального напряжения питания ГПП можно оценить по приближенной формуле Стилла:

$$U_{РАЦ} = 4,34 \sqrt{1 + 0,016 P_{РП}} \quad (4.1)$$

где  $l_i$  - длина питающей ГПП линии, км;

$P_{РП}$  - расчетная активная нагрузка предприятия на стороне низшего напряжения ГПП, кВт.

Расчетная (максимальная) активная нагрузка предприятия:

$$P_{РП} = (P_{РН} + P_{РВ} + \Delta P_{ТЭ}) \cdot k_{ОМ} + P_{РО} \quad (4.2)$$

где  $P_{РН}$  - расчетная активная низковольтная нагрузка всех цехов и других потребителей предприятия;

$P_{РВ}$  - расчетная активная высоковольтная нагрузка предприятия, создаваемая высоковольтными синхронными ЭД и индукционными печами

$P_{РО}$  - расчетная активная нагрузка освещения предприятия, включающая внутрицеховое и наружное освещение;

$\Delta P_{ТЭ}$  - суммарные потери активной мощности в трансформаторах цеховых ТП;

$k_{ОМ}$  - коэффициент одновременности максимумов:  $k_{ОМ}=0,9$ .

$$P_{РП} = 0,9 \cdot (9310 + 4816 + 62,95) + 1018 = 13788,05 \text{ кВт}$$

Тогда по формуле (4.1):

$$U_{РАЦ} = 4,34 \cdot \sqrt{1 + 0,016 \cdot 13788,05} = 64,6 \text{ кВ}$$

					13.03.02.069.2020.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30

Для окончательного выбора необходимо произвести технико-экономическое сравнение вариантов с ближайшим меньшим и большим по сравнению с полученным значением уровнями напряжения.

Для сравнения заданы два варианта внешнего электроснабжения предприятия: 35 и 110 кВ.

Полную расчётную нагрузку предприятия, необходимую для выбора силовых трансформаторов ГПП найдём по формуле:

$$S_{P.П.} = \sqrt{P_{P.П.}^2 + (Q_{Э.С.} - \Delta Q_{ГПП})^2}, \quad (4.3)$$

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

$$, \quad (4.4)$$

где  $\operatorname{tg} \varphi$  - находится по таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Значения  $\operatorname{tg} \varphi$

Напряжение сети, кВ	35	110	220 и более
$\operatorname{tg} \varphi$	0,4	0,5	0,5

Потери реактивной мощности в трансформаторах ГПП:

$$\Delta Q_{\text{тГПП}} = 0,07 \cdot \sqrt{P_{p.n.}^2 + Q_{p.n.}^2} \quad (4.5)$$

Тогда для 110 кВ:

$$Q_{Э.С.} = 13788,05 \cdot 0,5 = 6894 \text{ кВар},$$

для 35 кВ:

$$Q_{Э.С.} = 13788,05 \cdot 0,27 = 5515,22 \text{ кВар}.$$

Потери реактивной мощности в трансформаторах ГПП:

для 110 кВ:

$$\Delta Q_{mГПП} = 0,07 \cdot \sqrt{13788,05^2 + 6894^2} = 1079,1 \text{ кВар}.$$

для 35 кВ:

$$\Delta Q_{mГПП} = 0,07 \cdot \sqrt{13788,05^2 + 5515,22^2} = 1039,5 \text{ кВар}.$$

Полная расчетная нагрузка предприятия:

для 110 кВ:

$$S_{p.n} = \sqrt{13788,05^2 + (6894 - 1079,1)^2} = 15000 \text{ кВар}$$

для 35 кВ:

$$S_{p.n} = \sqrt{13788,05^2 + (5515,22 - 1039,5)^2} = 14496,4 \text{ кВар} .$$

Мощность трансформаторов ГПП определяется из соотношений:

$$S_T = \frac{S_{p.n}}{n \cdot K_{з.доп}} \text{ и } S_{н.т} \geq S_T , \quad (4.6)$$

где  $n = 2$  – число трансформаторов ГПП;

$K_z$  - коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме, определяется из условия резервирования.

Тогда:

для 110 кВ:

$$S_T = \frac{15000}{2 \cdot 0,7} = 10,72 \text{ МВА} ,$$

для 35 кВ:

$$S_T = \frac{14496,4}{2 \cdot 0,7} = 10,36 \text{ МВА} .$$

Полученные результаты сведены в таблицу 4.2.

Таблица 4.2 – Расчёты и характеристики трансформатора

Параметры	110	35
1	2	3
Экономически целесообразная реактивная мощность $Q_{эс}$ , квар	6894	5515,22
Потери реактивной мощности в силовых трансформаторных ГПП $\Delta Q_{тр.гпп}$ , квар	1079,1	1039,5
Полная расчетная нагрузка $S_p$ , кВА	15000	14496,4
Мощность трансформаторов ГПП $S_T$ , кВА	10720	10360

1	2	3
Тип трансформаторов ГПП	ТДН-16000/110	ТДНС-16000/35
Номинальная мощность трансформатора, кВА	16000	16000
Напряжение на высокой стороне $U_{вн}$ , кВ	115	37
Напряжение на низкой стороне $U_{нн}$ , кВ	11	11
Потери холостого хода $P_{хх}$ , кВт	19	18
Потери короткого замыкания $P_{кз}$ , кВт	85	85
Напряжение короткого замыкания $U_k$ , %	10,5	10,0
Ток холостого хода $I_{хх}$ , %	0,7	0,55
Коэф-т загрузки в нормальном режиме $K_{з,норм}$	0,468	0,453
Коэф-т загрузки в послеаварийном режиме $K_{з,авар}$	0,94	0,91

На главной понизительной подстанции устанавливается два силовых трансформатора, что обеспечивает необходимую надежность при достаточно простой схеме и конструкции ГПП. Коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме работы не должен превышать 0,7, по расчётам он равен 0,468, следовательно, коэффициент загрузки проходит.



## 5 ВНЕШНЕЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ПРЕДПРИЯТИЯ

На рассматриваемом заводе пунктом приема электроэнергии будет являться главная понизительная подстанция (ГПП). Целесообразность такого выбора заключается в том, что завод относится к среднему промышленному предприятию по мощности и его электропотребители имеют равномерное распределение нагрузки по территории завода.

ГПП – это подстанция, получающая питание непосредственно от районной энергосистемы и распределяющая энергию на более низком напряжении по объекту (в данном случае НН 10 кВ).

Схема главных электрических соединений РУ 110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий без учета расширения» представлена на рисунке 5.1.

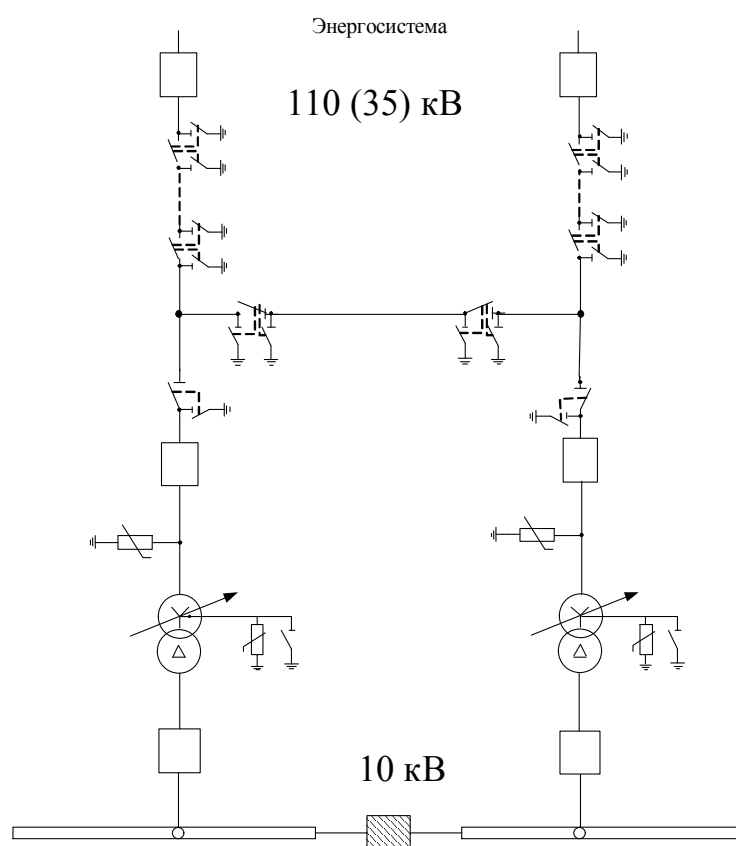


Рисунок 5.1 – Схема электрических соединений ГПП

## 5.1 Потери мощности и электроэнергии в силовых трансформаторах

### ГПП

Активные потери в трансформаторах:

$$\Delta P_T = N \cdot (\Delta P_{XX} + K_{3H}^2 \cdot \Delta P_{K3})$$

где  $N=2$  – число трансформаторов;

$K_{3H}$  – коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме.

Для 35 кВ:

$$\Delta P_T = 2 \cdot (18 + 0,453^2 \cdot 85) = 70,9 \text{ кВт},$$

Для 110 кВ:

$$\Delta P_T = 2 \cdot (19 + 0,468^2 \cdot 85) = 75,23 \text{ кВт}.$$

Реактивные потери в трансформаторах:

$$\Delta Q_T = N \cdot \left( \frac{I_{XX}}{100} \cdot S_{HT} + K_{3H}^2 \cdot \frac{U_{K3}}{100} \cdot S_{HT} \right)$$

Для 35 кВ:

$$\Delta Q_T = 2 \cdot \left( \frac{0,55}{100} \cdot 16000 + 0,453^2 \cdot \frac{10}{100} \cdot 16000 \right) = 832,7 \text{ кВАр},$$

Для 110 кВ:

$$\Delta Q_T = 2 \cdot \left( \frac{0,7}{100} \cdot 16000 + 0,468^2 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot 16000 \right) = 960 \text{ кВАр}.$$

Потери электрической энергии в трансформаторах:

$$\Delta W_T = \Delta P_T \cdot T_T \quad (5.1)$$

где  $T_T = 8760$  ч – число часов в году;

– годовое число часов максимальных потерь:

$$(5.2)$$

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{5000}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 3410 \text{ ч/год}$$

где  $T_M$  – годовое число часов использования получасового максимума активной нагрузки:  $T_M=5000$  ч/год.

Тогда:

Для 35 кВ:

					13.03.02.069.2020.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

$$\Delta W_T = 2 \cdot (18 \cdot 8760 + 0,453^2 \cdot 85 \cdot 3410) = 434,3 \cdot 10^3 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год},$$

Для 110 кВ:

$$\Delta W_T = 2 \cdot (19 \cdot 8760 + 0,468^2 \cdot 85 \cdot 3410) = 460 \cdot 10^3 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год}.$$

## 5.2 Расчет линии электропередачи от районной подстанции энергосистемы до ГПП предприятия

Нагрузка в начале линии:

$$S_{\text{рл}} = \sqrt{(P_{\text{рп}} + \Delta P_T)^2 + Q_{\text{эс}}^2} \quad (5.3)$$

$$\text{Для 35 кВ: } S_{\text{рл}} = \sqrt{(13788,05 + 70,9)^2 + 6894^2} = 15479 \text{ кВА},$$

$$\text{Для 110 кВ: } S_{\text{рл}} = \sqrt{(13788,05 + 75,23)^2 + 5515,22^2} = 14920 \text{ кВА}.$$

Расчетный ток одной цепи линии:

$$I_{\text{рл}} = \frac{S_{\text{рл}}}{\sqrt{3} \cdot N \cdot U_{\text{н}}} \quad (5.4)$$

$$\text{Для 35 кВ: } I_{\text{рл}} = \frac{15479}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 35} = 127,7 \text{ А}.$$

$$\text{Для 110 кВ: } I_{\text{рл}} = \frac{14920}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 39,15 \text{ А}.$$

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

$$I_{\text{п}} = \frac{K_{\text{зп}} \cdot S_{\text{нт}}}{\sqrt{3} \cdot (N - 1) \cdot U_{\text{н}}} \quad (5.5)$$

$$\text{Для 35 кВ: } I_{\text{п}} = \frac{1,4 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot (2 - 1) \cdot 35} = 370 \text{ А},$$

$$\text{Для 110 кВ: } I_{\text{п}} = \frac{1,4 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot (2 - 1) \cdot 110} = 118 \text{ А}.$$

Сечение проводов линии находим по экономической плотности тока. Согласно  $j_{\text{э}} = 1,1 \text{ А/мм}^2$ , тогда

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{\text{рл}}}{j_{\text{э}}} \quad (5.6)$$

$$\text{Для 35 кВ: } F_{\text{э}} = \frac{127,7}{1,1} = 116,09 \text{ мм}^2.$$

					13.03.02.069.2020.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

Для 110 кВ:  $F_9 = \frac{39,15}{1,1} = 35,6 \text{ мм}^2$ .

Для линий напряжением 35 кВ выбираем провод марки АС-120/19, длительно допустимый ток  $I_{\text{доп}}=390 \text{ А}$ , удельные сопротивления  $r_0=0,249 \text{ Ом/км}$ ,  $x_0=0,414 \text{ Ом/км}$ .

Для 110 кВ выбираем ближайшее стандартное сечение. Но т.к. по условиям проверки на коронирование минимальное сечение для проводов напряжение 110 кВ должно быть не менее  $70 \text{ мм}^2$ , то выбран провод АС-95/16, длительно допустимый ток  $I_{\text{доп}}=330 \text{ А}$ , удельные сопротивления  $r_0=0,306 \text{ Ом/км}$ ,  $x_0=0,43 \text{ Ом/км}$ .

Проверяем провод по нагреву в послеаварийном режиме:

Для 35 кВ:  $I_{\text{доп}}=390 \text{ А} > I_{\text{п}}=370 \text{ А}$ ,

Для 110 кВ:  $I_{\text{доп}}=330 \text{ А} > I_{\text{п}}=118 \text{ А}$ .

Потери активной энергии в проводах линии за год:

$$\Delta W_{\text{л}} = N \cdot (3 \cdot I_{\text{рл}}^2 \cdot r_0 \cdot l \cdot \tau) \quad (5.7)$$

Для 35 кВ:

$$\Delta W_{\text{л}} = 2 \cdot (3 \cdot 127,7^2 \cdot 0,249 \cdot 1 \cdot 3410) = 80,08 \cdot 10^3 \text{ кВт} \cdot \text{ч} / \text{год},$$

Для 110 кВ:

$$\Delta W_{\text{л}} = 2 \cdot (3 \cdot 39,15^2 \cdot 0,306 \cdot 1 \cdot 3410) = 9,6 \cdot 10^3 \text{ кВт} \cdot \text{ч} / \text{год}.$$

### 5.3 Расчет токов короткого замыкания в сети ВН

Необходимо рассчитать токи короткого замыкания в начале отходящих линий от питающей подстанции энергосистемы и на вводах ГПП.

Исходная схема питания предприятия и схема замещения для расчета токов короткого замыкания приведены на рисунке 5.2.

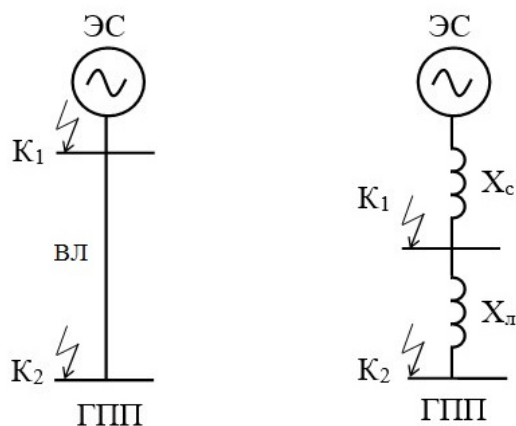


Рисунок 5.2 – Схемы расчета токов короткого замыкания

Определим базисные условия:  $S_B = 1000 \text{ МВ} \cdot \text{А}$

Для 35 кВ:

$$S_{\text{кзС}} = 650 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \quad U_{\text{Б1}} = 37 \text{ кВ}, \quad U_{\text{Б3}} = 10,5 \text{ кВ}.$$

Для 110 кВ:

$$S_{\text{кзС}} = 2000 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \quad U_{\text{Б2}} = 115 \text{ кВ}, \quad U_{\text{Б3}} = 10,5 \text{ кВ}.$$

Сопротивление системы в относительных единицах:

$$x_{\text{с}*} = \frac{S_B}{S_{\text{кзС}}}, (5.8)$$

где  $S_{\text{кзС}}$  – мощность короткого замыкания на шинах ПС энергосистемы, МВА.

$$\text{Для 35 кВ: } x_{\text{с}*} = \frac{1000}{650} = 1,54,$$

$$\text{Для 110 кВ: } x_{\text{с}*} = \frac{1000}{2000} = 0,5.$$

Сопротивление воздушной линии:

$$x_{\text{л}*} = \frac{x_0 \cdot l \cdot S_B}{U_B^2}; (5.9)$$

$$\text{Для 35 кВ: } x_{\text{л}*} = \frac{0,414 \cdot 1 \cdot 1000}{37^2} = 0,3,$$

$$\text{Для 110 кВ: } x_{\text{л}*} = \frac{0,43 \cdot 1 \cdot 1000}{115^2} = 0,03.$$

Определим ток короткого замыкания в точке  $K_1$ :

$$I_{K1} = I_{пт} = I_{п0} = \frac{I_B}{x_{C*}} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B \cdot x_{C*}}; (5.10)$$

Для 35 кВ  $I_{K1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37 \cdot 1,54} = 10,13 \text{ кА},$

Для 110 кВ  $I_{K1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 0,5} = 10,04 \text{ кА}.$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot K_{уд} \cdot I_{K1}, (5.11)$$

где  $K_{уд} = 1,65$  – ударный коэффициент [10, стр.84].

Для 35 кВ:  $i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 1,65 \cdot 10,13 = 23,64 \text{ кА},$

Для 110 кВ:  $i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 1,65 \cdot 10,04 = 23,43 \text{ кА}.$

Найдем ток короткого замыкания в точке  $K_2$ .

Суммарное сопротивление:

$$x_2 = x_{C*} + x_{Л*}. (5.12)$$

Для 35 кВ  $x_2 = 1,54 + 0,3 = 1,84,$

Для 110 кВ  $x_2 = 0,5 + 0,03 = 0,53.$

$$I_{K2} = I_{пт} = I_{п0} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B \cdot x_2}. (5.13)$$

Для 35 кВ:  $I_{K2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37 \cdot 1,84} = 8,48 \text{ кА},$

Для 110 кВ:  $I_{K2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 0,53} = 9,47 \text{ кА}.$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot K_{уд} \cdot I_{K2},$$

здесь  $K_{уд} = 1,7$  – ударный коэффициент [10, стр.84].

Для 35 кВ:  $i_{уд2} = \sqrt{2} \cdot 1,7 \cdot 8,48 = 20,38 \text{ кА},$

Для 110 кВ:  $i_{уд2} = \sqrt{2} \cdot 1,7 \cdot 9,47 = 22,76 \text{ кА}.$

Мощность короткого замыкания:

$$S_{K32} = \sqrt{3} \cdot U_B \cdot I_{K2}. (5.14)$$

Для 35 кВ:

$$S_{K32} = \sqrt{3} \cdot 37 \cdot 8,48 = 544 \text{ МВА},$$

Для 110 кВ:

$$S_{K32} = \sqrt{3} \cdot 115 \cdot 9,47 = 1886 \text{ МВА}.$$

#### 5.4 Выбор коммутационной аппаратуры в начале отходящих линий от подстанции энергосистемы и на вводе ГПП

Выключатели выбирают:

- 1) по номинальному напряжению

$$u_{НОМ} \geq u_{УСТ}; (5.15)$$

- 2) по номинальному току

$$I_{НОМ} \geq I_{РАБ.УТЯЖ}; (5.16)$$

где  $I_{РАБ.УТЯЖ}$  – рабочий ток выключателя в наиболее тяжелом режиме,  $I_{РАБ.УТЯЖ} = I_{П}$ .

- 3) по номинальному току отключения

$$I_{НОМ.ОТКЛ} \geq I_{П, \tau}; (5.17)$$

где  $I_{НОМ.ОТКЛ}$  – номинальный ток отключения выключателя, кА,

$I_{П, \tau}$  – действующее значение периодической составляющей тока короткого замыкания в момент расхождения контактов выключателя, кА.

К установке на отходящей линии 35 кВ принят выключатель типа ВГБЭ-35-12,5/630 УХЛ1. Собственное время отключения выключателя  $t_{СВ}=0,04$  с, полное время отключения выключателя  $t_{ОВ}=0,07$ с. На 110 кВ принят к установке выключатель типа ВГТ-110-40/2000 УХЛ1. Собственное время отключения выключателя  $t_{СВ}=0,03$  с, полное время отключения выключателя  $t_{ОВ}=0,06$  с.

При выборе выключателя необходимо также осуществить следующие проверки:

- 4) проверяется возможность отключения апериодической составляющей тока короткого замыкания

$$i_{А,НОМ} \geq i_{А, \tau}; (5.18)$$

					13.03.02.069.2020.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

где  $i_{A,\tau}$  – амплитудное значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания в момент расхождения контактов выключателя, определяется по формуле:

$$i_{A,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{П,0} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_A}}, (5.19)$$

$T_A$  – постоянная времени затухания аperiodической составляющей  $T_A=0,03$  с;  
– время от начала короткого замыкания до прекращения соприкосновения дугогасительных контактов, с:

$$\tau = t_{PЗ,MIN} + t_{CB}, (5.20)$$

где  $t_{PЗ,MIN}$  – минимально возможное время срабатывания релейной защиты,  $t_{PЗ,MIN}=0,01$  с;

$t_{CB}$  – собственное время отключения выключателя, с.

Для 35 кВ:  $\tau = 0,01 + 0,04 = 0,05$  с.

Для 110 кВ:  $\tau = 0,01 + 0,03 = 0,04$  с.

Значение аperiodической составляющей по формуле (5.21):

$$\text{Для 35 кВ: } i_{A,\tau} = \sqrt{2} \cdot 10,13 \cdot e^{\frac{-0,05}{0,03}} = 2,9 \text{ кА.}$$

$$\text{Для 110 кВ: } i_{A,\tau} = \sqrt{2} \cdot 10,04 \cdot e^{\frac{-0,04}{0,03}} = 3,87 \text{ кА.}$$

На выключатель задается допустимое относительное содержание аperiodической составляющей тока в токе отключения  $ном$ :

$$\beta_{ном} = \frac{i_{A,ном}}{\sqrt{2} \cdot I_{ном.откл.}} \cdot 100 \%. (5.21)$$

$$\text{Для 35 кВ: } i_{A,ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot 32 \cdot 16}{100} = 7,21 \text{ кА.}$$

$$\text{Для 110 кВ: } i_{A,ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot 45 \cdot 40}{100} = 25,38 \text{ кА.}$$

5) Выполняется проверка на электродинамическую стойкость:

$$I_{дин} \geq I_{П,0}, (5.22)$$

$$i_{дин} \geq i_{уд}, (5.23)$$

6) Проверка на термическую стойкость

					13.03.02.069.2020.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41



$$I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}} \geq B_K, (5.24)$$

где  $I_{\text{ТЕР}}$  – ток терм. стойкости выключателя, определяется по каталогу, кА;

$t_{\text{ТЕР}}$  – длительность протекания тока термической стойкости, определяется по каталогу, с;

$B_K$  – тепловой импульс тока короткого замыкания, пропорциональный количеству тепловой энергии, выделенной за время короткого замыкания.

$$B_K = I_{\text{П},0}^2 \cdot (t_{\text{ОТК}} + T_A), (5.25)$$

где  $t_{\text{ОТК}}$  – время от начала короткого замыкания до его отключения, с:

$$t_{\text{ОТК}} = t_{\text{РЗ}} + t_{\text{ОВ}}, (5.26)$$

здесь  $t_{\text{РЗ}}$  – время действия релейной защиты,  $t_{\text{РЗ}}=0,5$  с;

$t_{\text{ОВ}}$  – полное время отключения выключателя, с.

Для 35 кВ:  $t_{\text{ОТК}} = 0,5 + 0,07 = 0,57$  с,

Для 110 кВ:  $t_{\text{ОТК}} = 0,5 + 0,06 = 0,56$  с.

Тепловой импульс по формуле (5.25):

Для 35 кВ:  $B_K = 10,13^2 \cdot (0,57 + 0,03) = 61,57 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$

Для 110 кВ:  $B_K = 10,04^2 \cdot (0,56 + 0,03) = 59,47 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$

Выключатели в начале отходящих линий от подстанции энергосистемы и на вводе ГПП принимаются одного типа.

Результаты выбора и проверки выключателей сведены в таблицу 5.1-5.4.

Разъединители выбираются аналогично, но без проверки на отключающую способность.

Разъединители в начале отходящих линий от подстанции энергосистемы и на вводе ГПП принимаются одного типа.

Каталожные данные на разъединители представлены в таблице 5.1-5.4.

Таблица 5.1– Выбор выключателей и разъединителей в начале линий 35 кВ

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные аппарата	
		Выключатель ВГБУ-35-16/630 УХЛ1	Разъединитель РДЗ-1-35-1000 У1
$u_{\text{НОМ}} \geq u_{\text{УСТ}}$	$u_{\text{УСТ}}=35 \text{ кВ}$	$u_{\text{НОМ}}=35 \text{ кВ}$	$u_{\text{НОМ}}=35 \text{ кВ}$

$I_{НОМ} \geq I_{УТЯЖ}$	$I_{УТЯЖ}=370 \text{ А}$	$I_{НОМ}=630 \text{ А}$	$I_{НОМ}=1000 \text{ А}$
$I_{НОМ.ОТКЛ} \geq I_{П,\tau}$	$I_{П,\tau}=10,13 \text{ кА}$	$I_{НОМ.ОТКЛ.}=16 \text{ кА}$	-
$i_{А,НОМ} \geq i_{А,\tau}$	$i_{А,\tau}=2,9 \text{ кА}$	$i_{А,НОМ}=7,21 \text{ кА}$	-
$I_{ДИН} \geq I_{П,0}$ $i_{ДИН} \geq i_{УД}$	$I_{П,0}=10,13 \text{ кА}$ $i_{УД}=23,64 \text{ кА}$	$I_{ДИН}=16 \text{ кА}$ $i_{ДИН}=52 \text{ кА}$	$i_{ДИН}=63 \text{ кА}$
$I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}} \geq B_{\text{К}}$	$B_{\text{К}}=61,57 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}} = 16^2 \cdot 3 = 768 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}} = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Тип привода		ПЭМ-1	ПР3.2-УХЛ1

Таблица 5.2 – Выбор выключателей и разъединителей в начале линий 110 кВ

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные аппарата	
		Выключатель ВГТ-110-40/2000 УХЛ1	Разъединитель РДЗ-2-110-1000Н У1
$U_{НОМ} \geq U_{УСТ}$	$U_{УСТ}=110 \text{ кВ}$	$U_{НОМ}=110 \text{ кВ}$	$U_{НОМ}=110 \text{ кВ}$
$I_{НОМ} \geq I_{УТЯЖ}$	$I_{УТЯЖ}=118 \text{ А}$	$I_{НОМ}=2000 \text{ А}$	$I_{НОМ}=1000 \text{ А}$
$I_{НОМ.ОТКЛ} \geq I_{П,\tau}$	$I_{П,\tau}=10,04 \text{ кА}$	$I_{НОМ.ОТКЛ.}=40 \text{ кА}$	-
$i_{А,НОМ} \geq i_{А,\tau}$	$i_{А,\tau}=3,87 \text{ кА}$	$i_{А,НОМ}=25,38 \text{ кА}$	-
$I_{ДИН} \geq I_{П,0}$ $i_{ДИН} \geq i_{УД}$	$I_{П,0}=10,04 \text{ кА}$ $i_{УД}=23,43 \text{ кА}$	$I_{ДИН}=40 \text{ кА}$ $i_{ДИН}=102 \text{ кА}$	$i_{ДИН}=63 \text{ кА}$
$I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}} \geq B_{\text{К}}$	$B_{\text{К}}=59,47 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}} = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Тип привода		ПЭМ-1	ПР3.2-УХЛ1

Таблица 5.3 – Выбор выключателей и разъединителей на вводе ГПП 35 кВ

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные аппарата	
		Выключатель ВГБЭ-35-12,5/630 УХЛ1	Разъединитель РДЗ-1-35-1000 У1
$u_{НОМ} \geq u_{УСТ}$	$u_{УСТ}=35$ кВ	$u_{НОМ}=35$ кВ	$u_{НОМ}=35$ кВ
$I_{НОМ} \geq I_{УТЯЖ}$	$I_{УТЯЖ}=370$ А	$I_{НОМ}=630$ А	$I_{НОМ}=1000$ А
$I_{НОМ.ОТКЛ.} \geq I_{П,τ}$	$I_{П,τ}=8,48$ кА	$I_{НОМ.ОТКЛ.}=12,5$ кА	-
$i_{А,НОМ} \geq i_{А,τ}$	$i_{А,τ}=0,7$ кА	$i_{А,НОМ}=7,21$ кА	-
$I_{ДИН} \geq I_{П,0}$ $i_{ДИН} \geq i_{УД}$	$I_{П,0}=8,48$ кА $i_{УД}=20,38$ кА	$I_{ДИН}=12,5$ кА $i_{ДИН}=52$ кА	$i_{ДИН}=63$ кА
$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$	$B_K=26,6$ кА <sup>2</sup> ·с	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} = 16^2 \cdot 3 = 768$ кА <sup>2</sup> ·с	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} = 25^2 \cdot 3 = 1875$ кА <sup>2</sup> ·с
Тип привода		ПЭМ-1	ПЭМ-1

Для защиты оборудования ГПП от перенапряжений выбираем по каталогу ОПН-У-35/38,5. На вводе в ГПП устанавливается аналогичная коммутационная аппаратура.

Таблица 5.4 – Выбор выключателей и разъединителей на вводе ГПП 110 кВ

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные аппарата	
		Выключатель ВГТ-110-40/2000 УХЛ1	Разъединитель РДЗ-2-110-1000Н У1
$u_{НОМ} \geq u_{УСТ}$	$u_{УСТ}=110$ кВ	$u_{НОМ}=110$ кВ	$u_{НОМ}=110$ кВ
$I_{НОМ} \geq I_{УТЯЖ}$	$I_{УТЯЖ}=118$ А	$I_{НОМ}=2000$ А	$I_{НОМ}=1000$ А
$I_{НОМ.ОТКЛ.} \geq I_{П,τ}$	$I_{П,τ}=9,47$ кА	$I_{НОМ.ОТКЛ.}=40$ кА	-
$i_{А,НОМ} \geq i_{А,τ}$	$i_{А,τ}=1,4$ кА	$i_{А,НОМ}=25,38$ кА	-
$I_{ДИН} \geq I_{П,0}$ $i_{ДИН} \geq i_{УД}$	$I_{П,0}=9,47$ кА $i_{УД}=22,76$ кА	$I_{ДИН}=40$ кА $i_{ДИН}=102$ кА	$i_{ДИН}=63$ кА
$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$	$B_K=32$ кА <sup>2</sup> ·с	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} = 40^2 \cdot 3 = 4800$ кА <sup>2</sup> ·с	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} = 25^2 \cdot 3 = 1875$ кА <sup>2</sup> ·с
Тип привода		ПЭМ-1	ПЭМ-1

Для защиты оборудования ГПП от перенапряжений по каталогу к установке принимаются ОПН-У-110/77, в нейтраль силового трансформатора включается 2хОПН-У-110/56 и ЗОН-110У-1У1. На вводе в ГПП устанавливается аналогичная коммутационная аппаратура.

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

### 6.1 Выбор напряжения

Поскольку у нас нет электроприемников на напряжение 6 кВ, то однозначно принимаем внутреннее электроснабжение на напряжении 10 кВ.

### 6.2 Построение схемы внутреннего электроснабжения предприятия

Система распределения СЭС предприятия включает в себя:

- РУ низкого напряжения главной понизительной подстанции (ГПП);
- цеховые комплектные трансформаторные подстанции (КТП);
- ЛЭП 10 кВ (кабельные линии).

Внутризаводское распределение электрической энергии выполняется по радиальным или магистральным схемам в зависимости от территориального размещения нагрузки, их значений, требуемой степени надежности питания и других особенностей объекта. Радиальные схемы целесообразны для питания мощных КТП, РП и наиболее ответственных электроприёмников. Магистральные схемы целесообразны при упорядоченном расположении КТП на территории предприятия, благоприятствующем возможно более прямому прохождению магистралей от источника питания до КТП.

Для проектируемого предприятия принята смешанная схема распределения энергии. Схема снабжения представлена на листе 2 графической части.

### 6.3 Конструктивное выполнение электрической сети

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

Распределительные сети предприятия напряжением 10 кВ выполняются кабельными линиями. В качестве основного способа прокладка кабелей будет осуществляться в земляных траншеях и в лотках внутри производственных помещений (в одном лотке допускается прокладка не более 6 кабелей).

					13.03.02.069.2020.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

Поскольку грунт предприятия имеет среднюю коррозионную активность, в грунте имеются блуждающие токи и отсутствуют растягивающие усилия, то для прокладки в траншеях принимаются кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена марки АПвБПг.

АПвБПг – кабель трехжильный с алюминиевыми жилами с изоляцией из сшитого полиэтилена, бронированный, в оболочке из полиэтилена с продольной герметизацией.

Данные кабели предназначены для передачи и распределения электрической энергии в стационарных установках на номинальное переменное напряжение 10 кВ номинальной частотой 50 Гц для сетей с заземленной и изолированной нейтралью.

Основное преимущество кабелей АПвБПг – их пропускная способность на 20 – 30 % больше, чем для кабелей с бумажной изоляцией, высокий ток термической стойкости при КЗ, низкая повреждаемость и прочность по сравнению с кабелями, имеющих бумажно-пропитанную изоляцию. Это позволяет уменьшить сечение новых кабельных линий и резко сократить повреждаемость. Срок службы кабелей принятых к установке более 30 лет. Диапазон температур эксплуатации от -40 °С до +50 °С.

Прокладка кабелей АПвБПг по территории завода, при питании цеховых подстанций, будет выполняться в земляных траншеях и лотках. Для подключения электрооборудования прожекторных мачт прокладка кабелей предусматривается также непосредственно в земле, в металлических трубах.

Проходы кабелей с изоляцией из шитого полиэтилена через стены, перегородки и перекрытия в производственных помещениях и кабельных сооружениях осуществляются через отрезки неметаллических труб (асбоцементных безнапорных, пластмассовых и т.д.).

Наряду со сказанным, следует отметить, что данные кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена в 1,5 раза дороже, чем кабели с бумажной изоляцией и к ним предъявляют ряд требований к защитах от однофазных замыканий на землю. Од-

					13.03.02.069.2020.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

нако по сумме факторов, кабели с изоляцией из СПЭ более надежны в эксплуатации, требуют меньших расходов на монтаж, реконструкцию и содержание кабельных линий.

#### 6.4 Расчет питающих линий

Сечение кабелей напряжением 10 кВ определяется по экономической плотности тока и проверяется по допустимому току кабеля в нормальном режиме работы с учетом условий его прокладки, по току перегрузки, потери напряжения в послеаварийном режиме и термической стойкости к токам короткого замыкания. Все результаты расчетов приведены в таблице 6.1.

В качестве примера приведем расчет кабельной линии от ГПП до ТП1.

Расчетный ток в кабельной линии в нормальном режиме:

$$I_{PK} = \frac{S_{PK}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_N}, (6.1)$$

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

$$I_{PK} = \frac{610}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 17,61 \text{ А.}$$

Сечение кабельной линии, определяемое по экономической плотности тока:

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{PK}}{j_{\text{э}}}, (6.2)$$

где  $j_{\text{э}}=1,4$  – экономическая плотность тока для кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена и алюминиевыми жилами при числе часов использования максимума нагрузки  $T_M=5000$  ч/год [9].

$$F_{\text{э}} = \frac{17,61}{1,4} = 12,6 \text{ мм}^2,$$

Выбираем кабель типа АПвБПг с  $F_{CT}=25 \text{ мм}^2$ , длительно допустимый ток  $I_{доп}=115 \text{ А}$ .

Допустимый ток кабеля с учетом условий его прокладки рассчитывается по формуле:

$$I'_{доп} = K_{\Pi} \cdot K_t \cdot I_{доп}, (6.3)$$

					13.03.02.069.2020.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

где  $K_{\Pi}$  – поправочный коэффициент на число параллельно прокладываемых кабелей, в нашем случае  $K_{\Pi}=0,90$  при прокладке в траншее;

$K_t$  – поправочный коэффициент на температуру среды, в которой прокладывается кабель, при прокладке кабелей в земле и нормированной температуре алюминиевых жил с изоляцией из сшитого полиэтилена 80 С и температуре почвы 15С  $K_t=1,00$  [9].

$$I_{\text{доп}}' = 0,90 \cdot 1,00 \cdot 115 = 103,5 \text{ А.}$$

Проверим кабель по допустимому току в нормальном режиме работы:

$$I_{\text{доп}}' = 103,5 \text{ А} > I_{\text{РК}} = 17,61 \text{ А},$$

Под послеаварийным режимом кабельной линии будем понимать режим, когда выходит из строя одна из двух кабельных линий, питающих потребители первой и второй категорий. При этом нагрузка на линию удваивается, то есть

$$I_{\text{AB}} = 2 \cdot I_{\text{РК}}. (6.4)$$

$$I_{\text{AB}} = 2 \cdot 17,61 = 35,22 \text{ А.}$$

Допустимая перегрузка кабеля в послеаварийном режиме

$$I_{\text{AB}}' = K_{\text{AB}} \cdot I_{\text{доп}}' \text{ А}, (6.5)$$

где  $K_{\text{AB}}$  – коэффициент перегрузки, определяется в зависимости от коэффициента предварительной нагрузки:

$$K_3 = \frac{I_{\text{РК}}}{I_{\text{доп}}}, (6.6)$$

$$K_3 = \frac{17,61}{115} = 0,153;$$

тогда  $K_{\text{AB}} = 1,25$ .

$$I_{\text{AB}}' = 1,25 \cdot 115 = 144 \text{ А},$$

Осуществим проверку по току перегрузки:

$$I_{\text{AB}}' = 144 \text{ А} > I_{\text{AB}} = 35,22 \text{ А},$$

значит выбранный кабель проходит.

					13.03.02.069.2020.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48

Потеря напряжения в кабельной линии в послеаварийном режиме определяется по формуле:

$$\Delta U = \frac{P_p \cdot r_0 \cdot l + Q_p \cdot x_0 \cdot l}{n_k \cdot U_H^2} \cdot 100\% \leq \Delta U_{\text{доп}} = 5\%, (6.7)$$

где  $P_p, Q_p$  – расчетные активная и реактивная нагрузки кабеля;

$r_0, x_0$  – удельные активное и индуктивное сопротивления кабеля, Ом/км;

$l$  – длина кабельной линии, км.

Для рассматриваемой кабельной линии АПвБПг-10-3х25  $r_0=1,17$  Ом/км,  $x_0=0,111$  Ом/км,  $l=0,70$  км, тогда:

$$\Delta U = \frac{479,8 \cdot 1,17 \cdot 0,07 + 376,4 \cdot 0,111 \cdot 0,07}{2 \cdot (10 \cdot 10^3)^2} \cdot 100\% = 0,2\% < \Delta U_{\text{доп}} = 5\% .$$

Аналогично рассчитываются остальные кабельные линии, результаты расчета представлены в таблице 6.1.



Таблица 6.1- Выбор кабелей 10 и 0,4 кВ

№	Цех	Конечные пункты КЛ	P <sub>p</sub> , кВт	Q <sub>p</sub> , квар	S <sub>p</sub> , кВА	I <sub>рк</sub> , А	F <sub>э</sub> , мм <sup>2</sup>	F <sub>ст</sub> , мм <sup>2</sup>	Марка кабеля	пк	Способ проклад ки	Нагрузка, А		I <sub>доп</sub> , А	К <sub>п</sub> , о.е.	К <sub>t</sub> , о.е.	Г <sub>доп</sub> , А	К <sub>ав</sub> , о.е.	Г <sub>ав</sub> , А	L, км	r <sub>0</sub> , Ом/км	x <sub>0</sub> , Ом/км	ΔU, %
												нор м реж.	п/а реж.										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Кабельные линии 10 кВ																							
1	1,2, 3,Щ НО	ГПП-ТП1	479,75	376,4	609,8	17,6	12,5 7	25	АПвБПг-10	2	в траншее	17,6	35,8 7	115	0,9	1	103,5	1,25	144	0,07	1,17	0,111	0,02
2	4,5, 7	ГПП-ТП2	894,02	686,3 1	1127, 07	32,5 4	23,2 4	35		2	в траншее	32,5	65,0	140	0,75	1	105	1,25	175	0,27	0,89	0,095	0,12
3	6	ГПП-ТП3	4786	4192,2	6362	184	132	185		2	в траншее	184	368	385	0,9	1	346,5	1,25	481,5	0,24	0,208	0,056	0,15
4	6	ТП3-ТП4	2393	2096,1	3181	91,8	65,6	70		2	в траншее	91,8	187	210	0,9	1	189	1,25	262	0,15	0,443	0,086	0,09
5	8	ГПП-ТП5	3001,7	2615, 60	3981, 40	115	82,1	95		2	в траншее	115	230	255	0,8	1	204	1,25	319	0,21	0,326	0,083	0,13
6	9,10 ,11, 12	ГПП-ТП6	1157,6	994,1	1526	44,0	31,5	50		2	в траншее	44,0	88	175	0,9	1	157,5	1,25	219	0,33	0,62	0,09	0,13
Кабельные линии 0,4 кВ																							
7	1	ТП1-НРП1	118,7	77,3	141,6	102, 19	73,0	95	АПвБШп-Г	2	транш	102, 19	204, 4	233	0,9	1,00	209,7	1,25	291	0,04	0,32	0,06	0,53
8	2	ТП1-НРП2	29,6	43,3	52,5	37,9	27,0	35		2	транш	37,9	75,8	135	0,9	1,00	121,5	1,25	169	0,07	0,84	0,064	0,6
9	3	ТП1-НРП3	103,9	85,1	134,2	96,8	69,2	95		2	транш	96,8	193, 7	233	0,9	1,00	209,7	1,25	291	0,08	0,32	0,06	0,96
10	-	ТП1-ЩНО	227,6	170,7	284,5	205, 3	146, 6	150		2	транш	205, 3	-	299	0,9	1,0	269,1	1,25	373	0,06	0,21	0,059	1,09
11	4	ТП2-НРП4	89,7	83,1	122,3	88,3	63,0	70		2	транш	88,3	176	195	0,9	1,0	175,5	1,25	244	0,04	0,44	0,061	0,56
12	5	ТП2-НРП5	35,0	26,2	43,7	31,5	22,5	25		2	транш	31,5	63,1	112	0,9	1,00	100,8	1,25	140	0,04	1,2	0,066	0,55
13	9	ТП6-НРП6	87,0	89,5	124,8	90,1	64,4	95		2	транш	90,1	180,2	233	0,9	1,00	209,7	1,25	291	0,15	0,32	0,06	1,7
14	10	ТП6-НРП7	480,1	411,4	632,2	226	162	240		4	транш	226	452	453	0,9	1,00	408	1,25	566	0,14	0,13	0,058	1,83
15	12	ТП6-НРП8	464,9	369,5	593,9	214, 31	153, 08	240		4	транш	214	428,6	453	0,9	1,00	408	1,25	566	0,16	0,13	0,058	2,05

## 7 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчет токов КЗ производится для выбора высоковольтных и низковольтных аппаратов, шин, кабелей и другого электрооборудования системы электроснабжения группы цехов кузнечно-прессового завода.

Принципиальная электрическая схема СЭС завода изображена на рисунке 7.1. Её схема замещения для расчёта токов КЗ на рисунке 7.2.

Токи КЗ в точках К<sub>1</sub> и К<sub>2</sub> были рассчитаны нами ранее при выборе оборудования схемы внешнего электроснабжения без учета подпитки от высоковольтных синхронных двигателей, установленных на стороне низшего напряжения ГПП для упрощения расчетов.

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

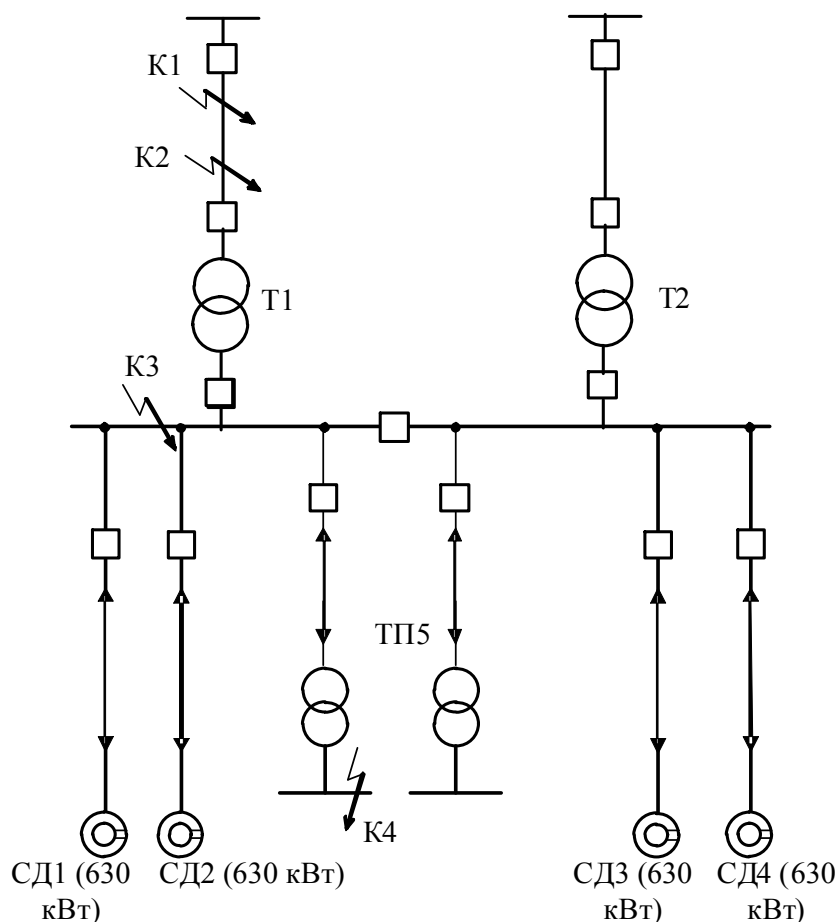


Рисунок 7.1 – Принципиальная электрическая схема

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

Определим токи КЗ в точках К<sub>3</sub> и К<sub>4</sub>:

Мощность короткого замыкания системы  $S_k = 2000$  МВА, базисная мощность  $S_б = 1000$  МВА,  $U_{н1} = 115$  кВ,  $U_{н2} = 10$  кВ,  $U_{н3} = 0,4$  кВ.

Сопротивление системы:

$$X_1 = \frac{S_б}{S_k} = \frac{1000}{2000} = 0,5 \quad (7.1)$$

Сопротивление линии:  $X_2 = 0,032$

Сопротивление трансформатора ТДН 16000/110 на ГПП:

$$X_3 = \left( \frac{U_k \%}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{ном.т}} \right) = \left( \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{16} \right) = 6,56 \quad (7.2)$$

Сопротивление каждой из кабельных линий от ГПП до СД 630 кВт (компрессорной), где к прокладке принят кабель АПВПГ 3х35 с длинами 60, 80, 100, 120 м. соответственно:

$$X_{кл.i} = \frac{(x_0 \cdot l_i \cdot S_б)}{U_б^2} \quad (7.3)$$

$$X_4 = \frac{(0,095 \cdot 0,06 \cdot 1000)}{10,5^2} = 0,052$$

$$X_6 = \frac{(0,095 \cdot 0,08 \cdot 1000)}{10,5^2} = 0,07$$

$$X_8 = \frac{(0,095 \cdot 0,100 \cdot 1000)}{10,5^2} = 0,086$$

$$X_{10} = \frac{(0,095 \cdot 0,12 \cdot 1000)}{10,5^2} = 0,105$$

					13.03.02.069.2020.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

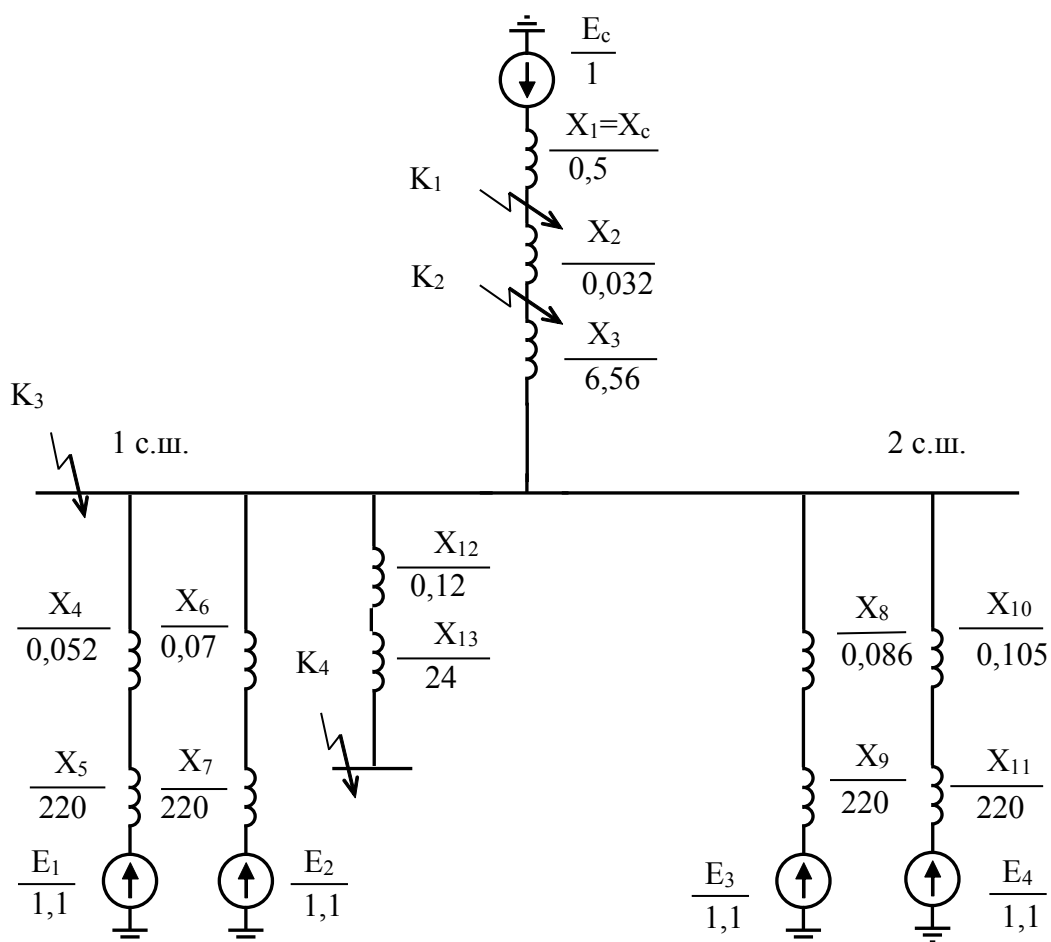


Рисунок 7.2 - Схема СЭС ПП для расчёта токов КЗ

Сопротивление кабельных линий ТП 5 (АПВБПГ-10 3х95, длина 160 м):

$$X_{12} = \frac{(x_0 \cdot l \cdot S_0)}{U_0^2} = \frac{(0,083 \cdot 0,160 \cdot 1000)}{10,5^2} = 0,120$$

Найдём сверхпереходные сопротивления двигателей.

Принимается, что синхронные двигатели с мощностью 630 кВт каждый имеют  $\eta = 0,96$ . Сопротивление каждого из синхронных двигателей котельной:

$$X_5 = X_7 = X_9 = X_{11} = X_d'' \cdot \frac{S_0}{P_{мех}} \cdot \cos \varphi_{ном} \cdot \eta \quad (7.4)$$

$$X_5 = X_7 = X_9 = X_{11} = 0,16 \cdot \frac{1000}{630} \cdot 0,9 \cdot 0,96 = 220 \text{ о.е.}$$

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

После ряда преобразований схемы замещения получаем эквивалентные сопротивление и ЭДС в точке 3:

$$X_{\text{ЭДВ}} = 55; \quad E_{\text{ДВ}} = 1,1; \quad X_{\text{Э.К. сист}} = 7,09; \quad E_c = 1.$$

Суммарный периодический ток КЗ в момент 0:

$$I_{\text{КЗПО(б)}}^{(3)} = \frac{E_{\text{ДВ}}}{X_{\text{Э.ДВ}}} + \frac{E_c}{X_{\text{Э.К. сист}}} = \frac{1,1}{55} + \frac{1}{7,09} = 0,161 \quad (7.5)$$

Умножая на базисный ток находим его значение в кА:

$$I_{\text{КЗПО}}^{(3)} = I_{\text{КЗПО(б)}}^{(3)} \cdot I_{\text{б}} = I_{\text{КЗПО(б)}}^{(3)} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{б}}} = 0,161 \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 8,85 \text{ кА} \quad (7.6)$$

Апериодическая составляющая тока КЗ в точке КЗ:

$$i_{\text{аКЗ}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{КЗПО}}^{(3)} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 8,85 \cdot e^{\frac{0,01}{0,05}} = 10,25 \text{ кА} \quad (7.7)$$

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

$t = 0,01$  с - в данный момент наибольшее значение апериодической составляющей тока КЗ.

Ударный ток КЗ в точке 3:

$$i_{\text{уЗ}} = \sqrt{2} \cdot K_{\text{уд}} \cdot I_{\text{КЗПО}}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 8,85 = 22,52 \text{ кА} \quad (7.8)$$

Мощность короткого замыкания:

$$S_{\text{КЗЗ}} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{Б}} \cdot I_{\text{ПО}}, \quad (7.9)$$

$$S_{\text{КЗЗ}} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 8,85 = 161 \text{ МВА.}$$

Точку К<sub>4</sub> расположена на шинах ТП-5 кузнечного цеха. В сети напряжением ниже 1 кВ необходимо учитывать активные и реактивные сопротивления.

Полное сопротивление трансформатора цеховой ТП:

$$Z_1 = Z_3 = \frac{U_{\text{КЗ}}}{100} \cdot \frac{S_{\text{Б}}}{S_{\text{НОМ.Т}}}, \quad (7.10)$$

$$Z_1 = Z_3 = \frac{6}{100} \cdot \frac{1000 \cdot 10^3}{2500} = 24.$$

Активное сопротивление трансформатора:

$$r_1 = r_{T3} = \Delta P_{K3} \cdot \frac{S_B}{S_{НОМ.Т}^2}, (7.11)$$

$$r_1 = r_{T3} = 24 \cdot \frac{1000 \cdot 10^3}{2500^2} = 3,84 ;$$

индуктивное сопротивление трансформатора:

$$x_{T3} = \sqrt{z_{T3}^2 - r_{T3}^2}, (7.12)$$

$$x_{T3} = \sqrt{24^2 - 3,84^2} = 23,69 ,$$

Согласно РД для РУ цеховых ТП переходное сопротивление контактов можно принять  $r_K=0,015$  Ом. Это сопротивление в относительных единицах:

$$r_2 = r_{K*} = \frac{r_K}{r_B} = r_K \cdot \frac{S_B}{U_B^2}, (7.13)$$

$$r_2 = 0,015 \cdot \frac{1000}{0,4^2} = 93,75 ,$$

Перейдем к расчету токов короткого замыкания.

Определим ток короткого замыкания в точке К<sub>4</sub>.

Суммарное активное сопротивление:

$$r_{\Sigma} = r_1 + r_2; (7.14)$$

$$r_{\Sigma} = 3,84 + 93,75 = 97,59 .$$

Суммарное реактивное сопротивление:

$$x_{\Sigma} = x_{T3} = 23,69 ;$$

Полное сопротивление:

$$z_{\Sigma} = \sqrt{97,59^2 + 23,69^2} = 100,4 .$$

Мощность короткого замыкания в точке К<sub>4</sub>:

$$S_{K34} = \frac{S_B}{z_{\Sigma}}; (7.15)$$

$$S_{K34} = \frac{1000}{100,4} = 9,96 \text{ МВА.}$$

Ток короткого замыкания при базисном напряжении  $U_B=0,4$  кВ найдем по

					13.03.02.069.2020.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

формуле:

$$I_{K4} = I_{I0} = I_{It} = \frac{S_{K34}}{\sqrt{3} \cdot U_B}; (7.16)$$

$$I_{K4} = \frac{9,96 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 14,38 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot K_{уд} \cdot I_{K4}, (7.17)$$

где ударный коэффициент  $K_{уд}=1,05$ :

$$i_{уд4} = \sqrt{2} \cdot 1,05 \cdot 14,38 = 21,34 \text{ кА.}$$

Результаты расчетов по всем точкам КЗ сведены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Результаты расчетов токов КЗ

Расчетная точка	Напряжение Уср расчет- ной точки, кВ	Токи, кА			Мощность КЗ ступени, МВА
		$I_{п0}$	$I_{пт}$	$i_{уд}$	
Точка К1	115	10,04	10,04	23,43	2000
Точка К2	115	9,47	9,47	22,76	1886
Точка К3	10,5	8,85	8,85	22,52	161
Точка К4	0,4	14,38	-	21,34	9,96

В данном разделе рассчитаны токи КЗ на сборных шинах 10 кВ ГПП и на сборных шинах ТП-5. В дальнейшем, по этим токам, будет произведен выбор оборудования.

## 8 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

### 8.1 Выбор трансформаторов собственных нужд ГПП

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

Устанавливаем 2 трансформатора собственных нужд мощностью:

$$S_{TCH} = S_{ном.Т} \cdot 0,5\%,$$
$$S_{TCH} = 16000 \cdot 0,005 = 80 (\text{кВА}). \quad (8.1)$$

Так как при проектировании применяется современное оборудование с относительно небольшим потреблением эл.энергии для собственных нужд принимаем к установке трансформатор ТМ-63/10 с номинальной мощностью 63 кВА.

Тогда ток в цепи трансформатора:

$$I_n = \frac{1,4 \cdot S_{TCH}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (8.2)$$
$$I_n = \frac{1,4 \cdot 63}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 4,9 \text{ А}.$$

Принимаем к установке предохранитель типа ПКТ-101-10-31,5УЗ с номинальным током  $I_{ном} = 10 \text{ А}$ .

### 8.2 Выбор ячеек КРУ 10 кВ ГПП

В ЗРУ 10 кВ ГПП устанавливаются КРУ 10 кВ из шкафов серии К-104М производства «ЭКТА», которое предназначено для приема и распределения электрической энергии переменного трехфазного тока промышленной частоты 50 Гц с напряжением 10 кВ для систем с изолированной или заземлённой через дугогасящий реактор нейтралью.

					13.03.02.069.2020.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57



Шкаф КРУ серии К-104М представляет собой металлический корпус, состоящий из четырех изолированных отсеков:

- отсек сборных шин;
- отсек выдвижного элемента (вакуумного выключателя);
- линейный отсек;
- отсек РЗиА с приборами управления и сигнализации

Ячейка шкафа К-104М комплектуется следующим оборудованием:

- выключатели серии ВВЭ-М-10-20
- разъединитель штепсельный РВР-10
- трансформаторы тока ТОЛ-10, ТЛК-10, ТШЛ-10;
- трансформаторы напряжения ЗНОЛ.06-10УЗ.
- трансформатор тока нулевой последовательности ТЗЛМ.

Ток нагрузки в нормальном режиме:

$$I_H = \frac{K_{3.ном} \cdot S_{ном.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (8.1)$$

$$I_H = \frac{0,7 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 616(A).$$

Максимальный (послеаварийный) ток силового трансформатора:

$$I_{max} = \frac{K_{3.П/А} \cdot S_{ном.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (8.2)$$

$$I_{max} = \frac{1,4 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1232(A).$$

Условия выбора, расчетные параметры сети и каталожные данные ячеек КРУ представлены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Выбор ячеек КРУ 10 кВ ГПП

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные К-104М
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{утяж \text{ ГПП}}$	$I_{утяж \text{ ГПП}} = 1232 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$
$i_{уд} \leq i_{дин}$	$i_{уд} = 22,52 \text{ кА}$	$i_{дин} = 51 \text{ кА}$
$B_K \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$	$B_K = 125 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Тепловой импульс на 110 кВ для проверки выключателя КРУ на термическую стойкость необходимо проводить для 2 и 3 ступени селективности, для этого нужно учесть выдержку времени для срабатывания релейной защиты. Таким образом, время отключения равно:

$$\tau = t_{3,\min} + t_{CB} + \Delta t_{\text{МТЗ}}$$

$$\tau = 0,01 + 0,03 + 1,5 = 1,54 \text{ с}$$

$$B_K = I_{n.o.K1}^2 \cdot (\tau + T_a) \quad (8.3)$$

$$B_K = 8,85^2 \cdot (1,54 + 0,05) = 125 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$B_{K\text{ном}} = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2\text{с}, \quad (8.4)$$

где  $I_{\text{терм}}$  – ток термической стойкости выключателя;

$t_{\text{терм}}$  – время протекания КЗ.

### 8.3 Выбор выключателей КРУ

В ячейках КРУ типа К-104М устанавливаются вакуумные выключатели типа ВВЭ-М-10-20 с собственным временем отключения  $t_{CB}=0,03$  с и полным временем отключения  $t_{OB}=0,05$  с.

Значение апериодической составляющей тока КЗ в момент времени  $\tau$ :

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_m \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}, \quad (8.5)$$

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot 8,85 \cdot e^{-\frac{0,03}{0,05}} = 6,9 \text{ (кА)}.$$

Нормированное значение апериодической составляющей тока отключения для данного выключателя:

$$i_{a.\text{ном}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{откл}} \cdot \frac{\beta_{\text{НОМ}}}{100}, \quad (8.6)$$

$$i_{a.\text{ном}} = \sqrt{2} \cdot 20 \cdot \frac{45\%}{100} = 12,73 \text{ кА}.$$

Тепловой импульс для данного выключателя посчитан выше.

Результаты проверки представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Выбор выключателей на вводе в КРУ

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ВВЭ-М-10-20
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$
$I_{мах} \leq I_{ном}$	$I_{утяж} = 1232 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$
$I_{п,т} \leq I_{откл.ном}$	$I_{п,т} = 8,85 \text{ кА}$	$I_{ном.откл.} = 20 \text{ кА}$
$I_{а,т} \leq I_{а ном}$	$i_{а,т} = 6,9 \text{ кА}$	$i_{а,ном} = 12,73 \text{ кА}$
$I_{по} \leq I_{дин}$	$I_{п,0} = 8,85 \text{ кА}$	$I_{дин} = 51 \text{ кА}$
$I_{уд} \leq i_{дин}$	$i_{уд} = 22,52 \text{ кА}$	$i_{дин} = 51 \text{ кА}$
$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$	$B_k = 125 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Остальные выключатели напряжением 10 кВ выбираются аналогично, результаты выбора представлены в таблице 8.3.

Таблица 8.3 – Выбор выключателей и трансформаторов тока схемы внутреннего электроснабжения

Кабельные линии (начало – конец)	$U_{ном}, \text{кВ}$	$I_p, \text{А}$	$I_{утяж}, \text{А}$	$I_{п,0}, \text{кА}$	$i_{уд}, \text{кА}$	Тип выключателя	Тип трансформатора тока
ГПП-ТП1	10	17,6	35,87	8,85	22,52	ВВЭ-М-10-20/630 с номинальным током 630 А	ТОЛ-10-100-0,5/10Р
ГПП-ТП2	10	33,1	66,3	8,85	22,52		ТОЛ-10-100-0,5/10Р
ГПП-ТП3	10	93,5	368	8,85	22,52		ТОЛ-10-400-0,5/10Р
ТП3-ТП4	10	93,5	187,1	8,85	22,52		ТОЛ-10-200-0,5/10Р
ГПП-ТП5	10	117	234,2	8,85	22,52		ТОЛ-10-250-0,5/10Р
ГПП-ТП6	10	44,6	88	8,85	22,52		ТОЛ-10-100-0,5/10Р
ГПП-СД	10	42,0	-	8,85	22,52		ТОЛ-10-100-0,5/10Р
ГПП-Инд.печь	10	72,2	-	8,85	22,52		ТОЛ-10-200-0,5/10Р

Выбранные выключатели и трансформаторы тока на отходящих линиях проходят проверку.

## 8.4 Выбор трансформаторов тока в ячейках КРУ

Трансформаторы тока предназначены для понижения первичного тока до стандартной величины и для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения [11].

В ячейках КРУ типа К-104М устанавливаются трансформаторы тока типа ТШЛ-10. Условия выбора, расчетные параметры сети и каталожные данные трансформаторов тока на вводе в КРУ указаны в таблице 8.4.

Для проверки выбранного трансформатора тока по вторичной нагрузке составляем схему включения трансформаторов тока и измерительных приборов (рисунок 7.1).

Таблица 8.4 – Выбор трансформаторов тока на вводе в КРУ

Условия выбора	Расчётные параметры сети	Каталожные данные ТШЛ-10-2000-0,5/10Р
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_n = 10 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{утяж}$	$I_{утяж} = 1232 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$
$i_{дин} \geq i_{уд}$	$i_{уд} = 22,52 \text{ кА}$	$i_{дин} = 81 \text{ кА}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$	$B_k = 125 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

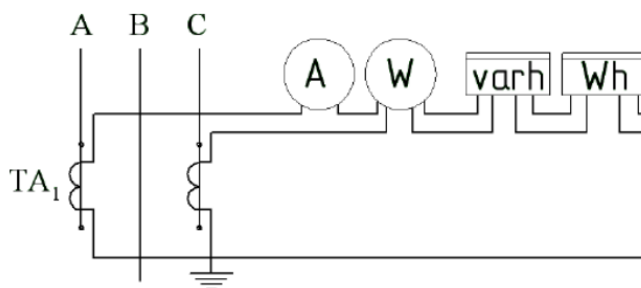


Рисунок 8.1 – Схема включения трансформаторов тока и приборов

Определяем нагрузку по фазам, пользуясь схемой включения (рисунок 8.1) и каталожными данными приборов, для выбора наиболее загруженного трансформатора тока.

Таблица 8.5 – Проверка класса точности трансформатора тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	СА-3021	0,5		
Ваттметр	СР-3021	0,5	-	0,5
Счетчик АЭ	Меркурий 230 R	0,1	-	0,1
Счетчик РЭ				
ИТОГО		1,1		0,6

Из таблицы 8.5 видно, что наиболее загружены трансформаторы тока А, тогда общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (8.7)$$

где  $I_2$  - вторичный ток трансформатора тока.

$$r_{\text{приб}} = \frac{1,1}{5^2} = 0,044 \text{ Ом.}$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пров}} = Z_{\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{конт}}, \quad (8.8)$$

$$r_{\text{пров}} = 0,8 - 0,044 - 0,07 = 0,686 \text{ Ом,}$$

где  $Z_{\text{ном}}$  - вторичная номинальная нагрузка трансформатора тока в классе точности 0,5;  $r_{\text{конт}}$  - сопротивление контактов при четырех приборах.

Для подстанций с высшим напряжением 110 кВ принимаем кабель с алюминиевыми жилами, ориентировочная длина которого в ячейке КРУ 10 кВ  $l=4$  м. Т.к. трансформаторы тока соединены в неполную звезду, то  $l_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot l$ .

$$, \quad (8.9)$$

ПУЭ регламентирует минимальное сечение для алю  $\text{мм}^2$ . х проводов 4  $\text{мм}^2$ , поэтому принимаем контрольный кабель АКРВГ с жилами  $S = 4 \text{ мм}^2$ .

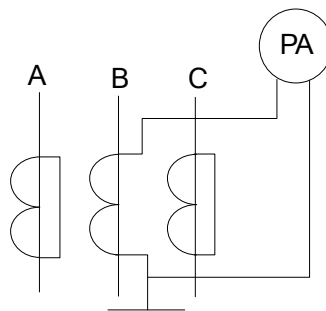


Рисунок 8.2 - Схема цепей трансформатора тока секционного выключателя 10 кВ

Схема включения приборов, выбранных на секционном выключателе главной понизительной подстанции, представленной на рисунке 8.2.

Проверку ТА по вторичной нагрузке проводим, пользуясь схемой включения и каталожными данными приборов. Определим нагрузку по фазам для наиболее загруженного трансформатора тока.

Данные приведены в таблице 8.6.

Таблица 8.6 - Нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Кол-во	Потребляемая мощность, ВА		
			фаза А	фаза В	фаза С
Амперметр	СА-3021	1	-	0,5	—

Из таблицы 8.6 видно, что наиболее загружены трансформаторы тока В, тогда общее сопротивление приборов определяем по формуле (8.7):

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

Допустимое сопротивление проводов определяем по формуле (8.8):

$$r_{\text{пров}} = z_{\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{конт}} = 0,8 - 0,02 - 0,05 = 0,73 \text{ Ом.}$$

Принимаем кабель с алюминиевыми жилами, ориентировочная длина которого 4 метра. Так как трансформаторы тока соединены в одну фазу, значит  $I_{\text{расч}} = 2 \cdot I$ , тогда сечение соединительных проводов:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{r_{np}} = \frac{0,0283 \cdot 2 \cdot 4}{0,73} = 0,31 \text{ мм}^2$$

Принимаем контрольный кабель АКРВГ с жилами  $S = 4 \text{ мм}^2$ .

### 8.5 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформатор напряжения предназначен для понижения высокого напряжения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения до стандартного значения и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения [11].

Трансформаторы напряжения выбирают по следующим условиям:

- 1) по номинальному напряжению,  $U_{НОМ} \geq U_{уст}$
- 2) по конструкции и схеме соединения обмоток;
- 3) по классу точности.

Принимаем к установке три однофазных трансформатора напряжения типа ЗНОЛ.06-10УЗ. Схема включения трансформаторов напряжения – «звезда с землей – звезда с землей – разомкнутый треугольник» (рисунок 8.3).

Чтобы трансформатор напряжения работал в заданном классе точности, должно выполняться условие:

$$S_{НАГР} \leq S_{2НОМ}$$

где  $S_{НАГР}$  – мощность всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения, ВА;

$S_{2НОМ}$  – номинальная мощность вторичной обмотки трансформатора напряжения в заданном классе точности, ВА.

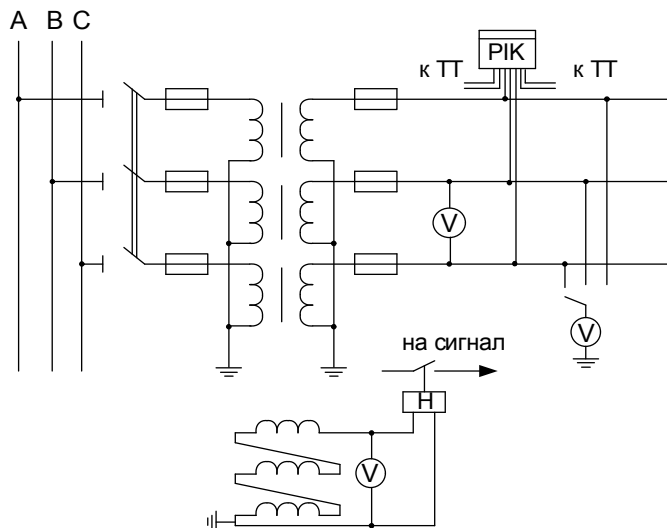


Рисунок 8.3 – Схема включения трансформаторов напряжения и приборов

Таблица 8.7– Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения

Прибор	Тип	S одной катушки, ВА	Число катушек	Число приборов	Общая потребляемая мощность
					S, ВА
Вольтметр (СШ)	СВ-3021	3	1	1	3
Ввод 10 кВ от трансформаторов					
Ваттметр	СР-3021	4	2	2	8
Варметр	СТ-3021	4	2	2	8
Счетчик АЭ	Ртутный 230	2,0	2	3	12
Счетчик РЭ					
Линии 10 кВ					
Счетчик АЭ	Ртутный 230	2,0	2	24	96
Счетчик РЭ					
Итого	-	-	-	32	127

Мощность, потребляемая приборами:

$$S_{\text{нагр}} = \sqrt{P_{\text{пр}\Sigma}^2 + Q_{\text{пр}\Sigma}^2}$$

$$S_{\text{нагр}} = 127 \text{ ВА}$$



Так как имеются счетчики денежного расчета, то трансформаторы напряжения необходимо проверить в классе точности 0,5. Номинальная мощность вторичной обмотки одного трансформатора напряжения типа ЗНОЛ.06-10У3 в классе точности 0,5  $S_{2НОМ}=75$  ВА. Номинальная мощность трех трансформаторов напряжения, соединенных в звезду,  $S_{2НОМ} = 3 \cdot 75 = 225$  ВА.

Таким образом,  $S_{НАГР} < S_{2НОМ}$ , следовательно, трансформаторы напряжения будут работать в классе точности 0,5.

Для соединения трансформаторов напряжения с приборами принимаем контрольный кабель АКРВГ с алюминиевыми жилами сечением 4 мм<sup>2</sup> по условию механической прочности.

Трансформатор напряжения присоединяется к сборным шинам через предохранитель типа ПKN-001-10У3 /5/ и втычной разъединитель.

#### **8.6 Проверка кабелей напряжением 10 кВ на термическую стойкость к токам короткого замыкания**

Кабели напряжением 10 кВ схемы внутреннего электроснабжения проверяются на термическую стойкость к токам короткого замыкания.

Произведем проверку кабелей 10 кВ на термическую стойкость.

Сечение термической стойкости найдём по формуле:

$$F_{T.C} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \quad (8.12)$$

где С - коэффициент, зависящий от вида металла жил кабеля,  $C=93$  Ас/мм<sup>2</sup> (для кабелей с алюминиевыми жилами до 10 кВ, принят по РД 153-34.0-20.527-98), [10, таблица 8.3];

$t_{рз}$ - время срабатывания релейной защиты;

$t_{ОВ}$ - время отключения выключателя;

$T_a$ - время протекания апериодической составляющей тока КЗ.

$B_K$  – тепловой импульс тока КЗ.

Термически стойкое сечение для кабельных линий ГПП-ТП5 определим по выражению:

					13.03.02.069.2020.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

$$F_{TC} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{58,74 \cdot 10^6}}{93} = 82,4 \text{ мм}^2$$

Расчет всех характерных термических сечений кабелей сведен в таблицу 8.8.

Таблица 8.8 – Проверка кабелей на термическую стойкость

Начало и конец кабельной линии	$I_k$ , кА	$t_{pz}$ , с	$t_{ov}$ , с	$T_A$ , с	$B_k$ , $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$C$	$F_{TC}$ , $\text{мм}^2$
ГПП-ТП5	8,85	0,6	0,03	0,12	58,74	93	82,4
ГПП-СД	8,85	0,01	0,03	0,12	12,53	93	38
ГПП-Индукц.печь	8,85	0,01	0,03	0,12	12,53	93	38

Проверка остальных кабельных линий производится аналогичным образом и корректируется, результаты сведены в таблицу 8.9.

Таблица 8.9 - Термически устойчивые сечения кабелей

Начало и конец кабельной линии	Прежняя площадь сечения кабеля, $\text{мм}^2$	Площадь термически устойчивого сечения кабеля, $\text{мм}^2$	Тип и площадь сечения нового кабеля
ГПП-ТП1	25	50	АПвБПг-10 (3х50)
ГПП-ТП2	35	50	АПвБПг-10 (3х50)
ГПП-ТП3	185	185	АПвБПг-10 (3х185)
ТП3-ТП4	70	95	АПвБПг-10 (3х95)
ГПП-ТП5	95	95	АПвБПг-10 (3х95)
ГПП-ТП6	50	95	АПвБПг-10 (3х95)
ГПП-СД	35	50	АПвБПг-10 (3х50)
ГПП-Индукц.печь	35	50	АПвБПг-10 (3х50)

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

В качестве цеховых ТП принимаются комплектные трансформаторные подстанции типов КТП-400/10/0,4, КТП-630/10/0,4, КТП-1000/10/0,4, КТП-2000/10/0,4, КТП-2500/10/0,4.

					13.03.02.069.2020.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

Расположение цеховых ТП осуществляется по центру электрических нагрузок. В крупных цехах под ТП выделяется отдельное помещение.

Подключение тупиковых ТП (ТП1, ТП2, ТП5, ТП6) происходит по глухой схеме, то есть кабель 10 кВ подключается сразу к обмотке ВН силового трансформатора.

Проходные ТП комплектуются шкафами ВН с вакуумными выключателями, шкафами низкого напряжения с вводными и секционными автоматическими выключателями, при больших токах короткого замыкания используют специальные автоматические выключатели.

В качестве НРП выбираем силовые распределительные шкафы типа ПР8, комплектуемые автоматическими выключателями. Расположение НРП осуществляется в специально-отведенных электрощитовых каждого здания или цеха.

					13.03.02.069.2020.ПЗ	Лист
						68
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## 9 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Значение реактивной мощности в электрической сети промышленного предприятия определяется параметрами и режимом работы электроприемников. Наличие перетоков реактивной мощности приводит к таким негативным явлениям, как: увеличение нагрузки, перегрузка линий реактивными токами, что увеличивает активные потери при передаче электроэнергии к потребителям, увеличение суммы платежа за использованную электроэнергию.

На рисунке 9.1 приведена схема замещения системы электроснабжения предприятия для проведения расчета компенсации реактивной мощности.

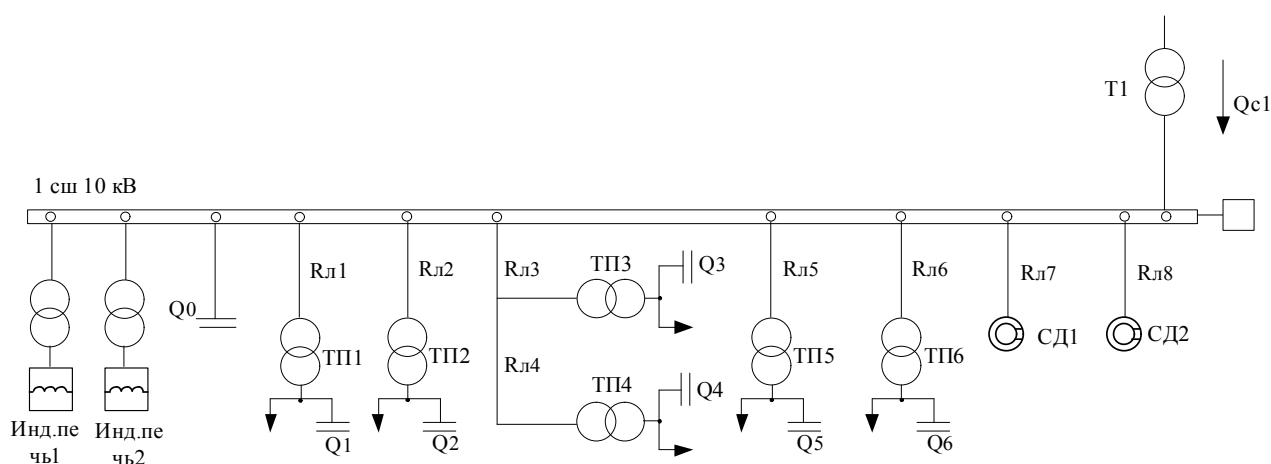


Рис. 9.1 – Схема замещения системы электроснабжения предприятия для проведения расчета компенсации реактивной мощности

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

### 9.1 Описание схемы электроснабжения

Внутренне электроснабжение завода осуществляется на напряжении 10 кВ. На ГПП установлены два силовых трансформатора типа ТДН-16000/110/10 мощностью по 16 МВА каждый. Распределительное устройство напряжением 10 кВ ГПП имеет две секции сборных шин.

Синхронные двигатели компрессорной СД1-СД4 имеют небольшую мощность, следовательно, удельные потери активной энергии при компенсации ими реактивной мощности будут велики. Использовать их для компенсации не будем.

					13.03.02.069.2020.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		69

К секции сборных шин РУ 10 кВ подключены синхронные двигатели, индукционные печи и кабельные линии, питающие трансформаторы цеховых ТП.

В таблице 9.1 приведены исходные данные для схемы электроснабжения. Здесь обозначено: – номинальная мощность трансформатора  $S_{н.т. i}$   $i$ -й ТП;

$Q_{1i}$  и – реактивная нагрузка на трансформатор  $\Delta Q_{тi}$   $i$ -й ТП и потери реактивной мощности в нем;

– активное сопротивление трансформатора  $R_{тр i}$   $i$ -й ТП, приведенное к напряжению 10 кВ;

$R_{л i}$  – активное сопротивление  $i$ -й кабельной линии.

Активное сопротивление трансформатора определяется по формуле:

$$R_T = \frac{\Delta P_{кз} \cdot U_{ном}^2}{S_{н.т. i}^2} \quad (9.1)$$

где  $\Delta P_{кз}$  – потери короткого замыкания трансформатора,  $S_{ном.тр}$  – номинальная мощность трансформатора,  $U_{ном.тр}$  – номинальное напряжение трансформатора,  $N$  – число трансформаторов на ТП.

Активное сопротивление кабельной линии:

$$R_{л i} = \frac{R_0 \cdot l}{N_{л i}} \quad (9.2)$$

где  $R_0$  – удельное сопротивление линии, Ом/км,  $l$  – длина линии, км,  $N_{л i}$  – число параллельных кабельных линий.

Таблица 9.1 – Исходные данные схемы электроснабжения

Трансформаторная подстанция	$S_{н.т. i}$ , кВА	$Q_{1i}/2$ , кВар	$\Delta Q_{тi}/2$ , кВар	$R_{тр i}$ , Ом	$R_{л i}$ , Ом
ТП1	400	144,3	13,2	3,44	0,082
ТП2	630	232,8	23	1,915	0,240
ТП3	2000	1048,1	65	0,413	0,050
ТП4	2000	1048,1	65	0,413	0,066
ТП5	2500	1307,8	35	0,384	0,068
ТП6	1000	497,05	33,5	1,08	0,205
ИТОГО		4278,15	234,7		

Данные о синхронных двигателях представлены в таблице 9.2.

Где обозначено:

- номинальное напряжение двигателя;  $U_n P_{сд,н i}$  и – номинальные активная и реактивная мощности СД;  $Q_{сд,н i} n_i$  – число оборотов СД;  $D_{1i}$  и – параметры, характеризующие потери активной мощности в СД.  $D_{2i}$

Таблица 9.2 – Параметры синхронных двигателей

Обозначение в схеме	Тип двигателя	$U_{ном, кВ}$	$P_{сд,нi, кВт}$	$Q_{сд,нi, Вар}$	$N_i, шт$	$n_i, об/мин$	$D_{1i, кВт}$	$D_{2i, кВт}$
СД1...СД4	СДН	10	630	320	4	3000	2,07	3,44

Синхронные двигатели имеют загрузку по активной мощности  $\beta_{сд}=0,9$

Располагаемая реактивная мощность синхронного двигателя

$$Q_{сд, Mi} = \alpha_{Mi} \cdot N_i \cdot S_{сд, Hi} = \alpha_{Mi} \cdot N_i \cdot \sqrt{P_{сд, Hi}^2 + Q_{сд, Hi}^2} \quad (9.3)$$

$$Q_{сд, Mi} = 0,45 \cdot 4 \cdot \sqrt{630^2 + 320^2} = 1272,5 \text{ кВт}$$

где  $\alpha_{Mi}=0,45$  - коэффициент допустимой перегрузки СД по реактивной мощности, зависящий от  $\beta_{сд}$  и номинального коэффициента мощности  $\cos \varphi_{Hi}$

## 9.2 Определение удельной стоимости потерь активной мощности от протекания реактивной мощности

Удельная стоимость потерь активной мощности от протекания реактивной мощности:

$$C_0 = \delta \cdot (\alpha \cdot K_M + \beta \cdot \tau) \quad (9.4)$$

$$C_0 = 1,05 \cdot (1418,69 \cdot 12 \cdot 1 + 1,448 \cdot 3410) = 23060 \text{ руб/кВт}$$

где  $\delta=1,04$  – коэффициент, учитывающий затраты, обусловленные передачей по электрическим сетям мощности для покрытия потерь активной мощности;

$\alpha = 1418,69$  - основная ставка тарифа, руб/кВт·мес;

$\beta = 1,448$  - стоимость одного кВт·ч электроэнергии, руб/кВт·ч;

$\tau = 3410$  - годовое число часов максимальных потерь;

$k_M = \Delta P_{\Sigma} / \Delta P_M \approx 1$  отношение потерь активной мощности предприятия  $\Delta P_{\Sigma}$  в момент наибольшей активной нагрузки энергосистемы к максимальным потерям  $\Delta P_M$  активной мощности предприятия.

Наметим все возможные места установки дополнительных компенсирующих устройств – батарей конденсаторов: низковольтные СШ цеховых ТП ( $Q_{Ci}$ ); СШ РУ напряжением 10 кВ ГПП ( $Q_0$ ). Кроме того, реактивная мощность может быть получена из энергосистемы ( $Q_{\Sigma}$ ).

### 9.3 Определение затрат на генерацию реактивной мощности отдельными источниками

- для низковольтных БК (0,4 кВ):

$$Z_{1Г.КН} = E \cdot K_{НБК} \cdot K_{пер} \cdot \alpha_{изм} + C_0 \cdot \Delta P_{НБК}, \quad (9.4)$$

$$Z_{1Г.КН} = 0,223 \cdot 12000 \cdot 1,65 \cdot 86 + 23060 \cdot 4 = 471964,4 \text{ руб/МВар} \cdot \text{год}$$

где  $E$  – коэффициент амортизационных отчислений, для БК он равен 0,223;

$K_{НБК}$  – капиталовложения на 1 Мвар низковольтных БК,

$\Delta P_{НБК}$  – удельные потери активной мощности в НБК на генерацию одного Мвар, кВт/Мвар;

$K_{пер} = 1,65$  – коэффициент перевода стоимости;

$\alpha_{изм} = 86$  - индекс изменения сметной стоимости к ценам на 2020 год.

- для высоковольтных БК (10 кВ):

$$Z_{1Г.КВ} = Z_{10} = E \cdot K_{КВ} \cdot K_{пер} \cdot \alpha_{изм} + C_0 \cdot \Delta P_{КВ} \quad (9.5)$$

$$Z_{1Г.КВ} = 0,223 \cdot 6000 \cdot 1,65 \cdot 86 + 23060 \cdot 2 = 244496,2 \text{ руб/МВар} \cdot \text{год}$$

Если синхронный двигатель имеет загрузку по активной мощности, то он может дополнительно генерировать мощность в сеть сверх номинальной, такую мощность называют располагаемой  $Q_{СДми}$ . Пусть все СД имеют загрузку по активной мощности 1, тогда  $Q_{СДми} = Q_{СДномі}$ .

- для синхронных двигателей:

$$Z_{1Г.СД} = C_0 \cdot \frac{D_{1i}}{Q_{СДнi}} \quad (9.7)$$

$$3_{1Г.сд} = 23060 \cdot \frac{2,07}{0,32} = 149169,4 \text{ руб/МВар}$$

$$3_{2Г.сд} = C_0 \cdot \frac{D_{2i}}{N_i \cdot Q_{сд,и}^2} \quad (9.8)$$

$$3_{2Г.сд} = 23060 \cdot \frac{3,44}{4 \cdot 0,32^2} = 193668 \text{ руб/МВар}$$

#### 9.4 Определение эквивалентных активных сопротивлений

Определение эквивалентных активных сопротивлений ответвлений с ТП. Для расчета оптимальной реактивной мощности, генерируемой низковольтными БК, необходимо знать эквивалентные сопротивления соответствующих ТП.

Для ТП, питающихся по радиальным линиям (такowymi являются ТП1, ТП2, ТП5, ТП6), эквивалентное сопротивление определяется по формуле:

$$R_{Эi} = r_i = R_{ТПi} + R_{ли}. \quad (9.9)$$

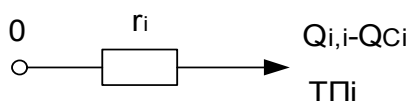


Рис. 9.2 - Схема замещения радиальной линии

Аналогично рассчитываем сопротивления для остальных ТП, питающихся по радиальным схемам.

ТП питающихся по магистральным линиям (рис. 9.3):

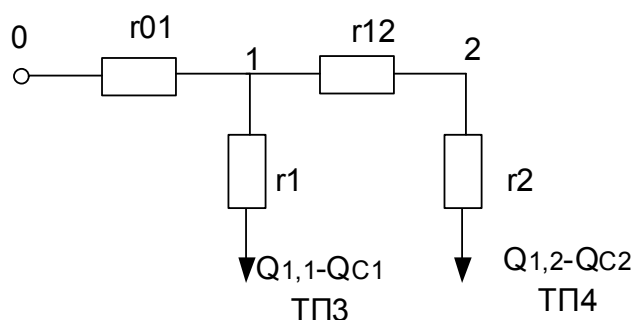


Рис. 9.3 - Схема замещения магистральной линии

Эквивалентная проводимость точки 1 схемы рис. 9.3:

$$\frac{1}{R_{Т1}} = \frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_{12} + r_2}.$$



С учетом полученного эквивалентные сопротивления присоединений ТП3 и ТП4:

$$R_{\Sigma 1} = (1 + \frac{r_{01}}{R_{T1}})r_1;$$

$$R_{\Sigma 2} = (1 + \frac{r_{01}}{R_{T1}})(r_{12} + r_2).$$

Результаты расчета представлены в таблице 9.3.

### 9.5 Определение реактивной мощности источников

Определим реактивную мощность источников, подключенных к первой секции СШ 10 кВ ГПП.

Оптимальные реактивные мощности низковольтных БК, подключенных к ТП, определяем в предположении, что к шинам ГПП подключена высоковольтная БК (при этом коэффициент Лагранжа  $\lambda=3_{10}$ ):

$$Q_{Ci} = Q_{li} + \Delta Q_{Ti} + \frac{3_{10} - 3_{lg.kh}}{2aC_0 R_{\Sigma i}} = Q_{li} + \Delta Q_{Ti} + \frac{z}{R_{\Sigma i}}, (9.10)$$

где

$$a = \frac{1000}{U_H^2} = \frac{1000}{10^2} = 10 \text{ кВ}^{-2}; (9.11)$$

$$z = \frac{3_{10} - 3_{lg.kh}}{2aC_0} = \frac{244496,2 - 471964,4}{2 \cdot 10 \cdot 23060} = -0,493 \text{ руб/МВар} \cdot \text{Ом}. (9.12)$$

Результаты расчета мощностей  $Q_{Ci}$  низковольтных БК сводим в таблицу 9.3.

Таблица 9.3 - Расчет мощности БК

ТП	R <sub>экв</sub> , Ом	Q <sub>ci</sub> , Q <sub>c0j</sub> , Мвар		Q <sub>ki</sub> /2, кВар	Q <sub>ki</sub> +Q <sub>ci</sub> , кВар	Тип принятой стандартной БК на 1 СШ ТП	Q <sub>сти</sub> , квар
		Расчетное	Принятое				
ТП1	3,522	0,018	0,018	43,765	61,29	УКРМ-0,4-50-25 УЗ	50
ТП2	2,155	0,027	0,027	110,345	137,37	УКРМ-0,4-150-25 УЗ	150
ТП3	0,516	0,273	0,273	0	273	УКРМ-0,4-300-25 УЗ	300
ТП4	0,466	0,139	0,139	0	139	УКРМ-0,4-150-25 УЗ	150
ТП5	0,436	0,252	0,252	0	252	УКРМ-0,4-250-25 УЗ	250
ТП6	1,285	0,147	0,147	0	147	УКРМ-0,4-150-25 УЗ	150
					1010		1050

Реактивную мощность, генерируемую синхронными двигателями, определяем по формуле:

$$Q_{сдi} = \frac{3_{10} - 3_{1сдi}}{2aC_0 R_{эсдi}} \quad (9.13)$$

где  $R_{эсдi} = \frac{R_{лсдi}}{N_i} + \frac{3_{2сдi}}{aC_0}$  (9.14)

$$R_{э.сд} = \frac{0,31}{2} + \frac{193668}{10 \cdot 23060} = 0,995 \text{ Ом}$$

$$Q_{сд} = \frac{244496,2 - 149169,4}{2 \cdot 10 \cdot 23060 \cdot 0,995} = 0,208 \text{ МВар}$$

## 9.6 Определение мощности высоковольтной БК

Расчет производим из условия баланса реактивных мощностей на СШ 10 кВ ГПП:

$$Q_0 = \sum_1^6 (Q_{li} + \Delta Q_{Ti}) + \frac{Q_{BB}}{2} + \frac{Q_{Т.ГПП}}{2} - \frac{Q_{эс}}{2} - \frac{Q_{сд}}{2}; \quad (9.15)$$

где  $Q_{эс1}$ - экономически целесообразная реактивная мощность передаваемая энергосистемой заводу, она определяется как минимальная величина из двух:

$$Q'_{эс} = \alpha_1 \cdot P_p \text{ и } Q''_{эс} = Q_p - \frac{0,7}{K_{HP}} \cdot Q_{сд.м}; \quad (9.16)$$

$$Q_p = \sum_1^9 (Q_{li} + \Delta Q_{Ti}) + Q_{BB} + \Delta Q_{Т.ГПП}; \quad (9.17)$$

$$Q_p = (8547,2 + 569,39) + 2100 + 1039,5 = 12256,09 \text{ кВар}$$

где  $\alpha_1$  - коэффициент равный 0,4 для сети 35 кВ;

$P_p$  и  $Q_p$ - расчетные активная и реактивная нагрузки всего завода;

$K_{н.р}$ - коэффициент несовпадения реактивной мощности равный 0,85;

$Q_{сд.м}$ - располагаемая мощность всех синхронных двигателей завода.

$$Q'_{эс} = 0,5 \cdot 13788,5 = 6894 \text{ кВар}$$

$$Q''_{эс} = 11006,09 - \frac{0,7}{0,85} \cdot 1272,5 = 9958,15 \text{ кВар}$$

					13.03.02.069.2020.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		75

Экономически целесообразная реактивная мощность, потребляемая заводом от энергосистемы в режиме максимальных нагрузок энергосистемы:

$$Q_{\text{эс}} = Q_{\text{эс}}'' = 6894 \text{ кВар.}$$

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

$$\text{tg}\phi_{\text{э}} = \frac{Q_{\text{эс}}}{P_p} = \frac{Q_{\text{эс}}''}{P_p} \quad (9.18)$$

$$\text{tg}\phi_{\text{э}} = \frac{Q_{\text{эс}}}{P_p} = \frac{6894}{13788} = 0,5 \quad (9.19)$$

Подставим все найденные значения в формулу (9.15):

$$Q_0 = 11006,09 / 2 - 1050 - 6894 / 2 = 1006,04 \text{ кВар}$$

К установке принимаются 2 ВБК типа КРМ-10,5-500-50.

Проверяем баланс реактивных мощностей. Баланс реактивных мощностей на сборных шинах 10 кВ ГПП проверяется как равенство генерируемых  $Q_{\text{Г}}$  и потребленных  $Q_{\text{Р}}$  реактивных мощностей.

$$\begin{aligned} Q_{\text{Р1}} &= \frac{\sum(Q_{\text{ли}} + \Delta Q_{\text{Тли}}) + \Delta Q_{\text{ГПП}} + Q_{\text{В}}}{2} = \\ &= \frac{8547,2 + 569,39 + 1039,5 + 2100}{2} = 6128,05 \text{ кВАр} \\ Q_{\text{Г1}} &= \sum Q_{\text{СТли}} + Q_{\text{эс}} + Q_0 = 1050 + 6894/2 + 1006 = 5503 \text{ кВар} \end{aligned}$$

Задача предприятия обеспечить требуемое значение  $\text{tg} \phi = 0,50$ , которое задается энергосистемой, на вводе ГПП, поэтому определим расчетный коэффициент реактивной мощности на вводе ГПП, без учета мощности, поступающей от энергосистемы.

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

$$\text{tg}\phi_{\text{Р}} = \frac{Q_{\text{Р}} + \sum_1^6 Q_{\text{Ки}} - \left( \sum_1^6 Q_{\text{СТ.Ли}} + \sum_1^4 Q_{\text{СТ.Ви}} + Q_{\text{СД}} \right)}{P_p} \quad (9.20)$$

$$\text{tg}\phi_{\text{Р}} = \frac{11006,09 + 308 - (1050 + 1000 + 208/2)}{13788/2} = 0,33$$

## 10 РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Оценка качества электроэнергии в сети осуществляется по ГОСТ 32144-2013.

Расчетная схема представлена на рисунке 10.1.

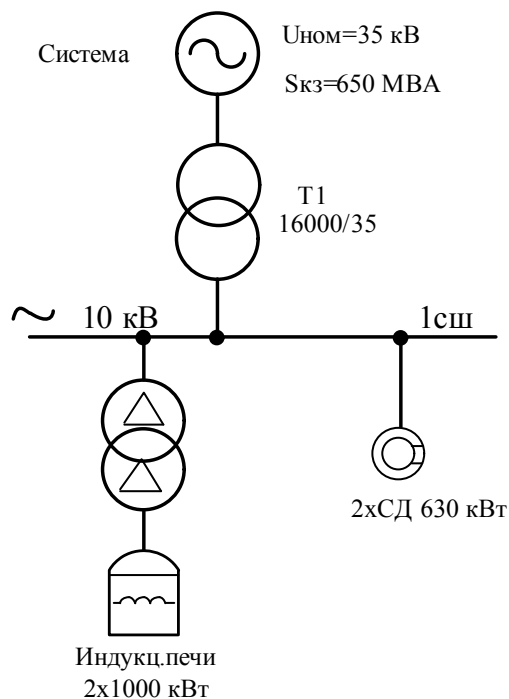


Рисунок 10.1 - Упрощенная расчетная схема

Преобразовательные трансформаторы индукционных печей допускается присоединять к сборным шинам ГПП без выполнения специальных расчетов на колебания напряжения и содержания в нем высших гармоник.

Помимо индукционных печей на предприятие имеются синхронные высоковольтные двигатели 4х630 кВт, которые при пусках вызывают провалы напряжения, поэтому проведем оценку их влияния на качество электроэнергии.

Осуществим расчет по нахождению величины просадки напряжения с запущенными двигателями 630 кВт в компрессорной.

Все элементы представляются индуктивными сопротивлениями, приведенными к базисным значениям:

- для линии:

$$X_{\text{л}} = \frac{X_0 \cdot L \cdot S_0}{U_0^2} \quad (10.1)$$

где  $X_0$  – удельное реактивное сопротивление линии, Ом/км;

$l = 120$  м – максимальная длина линии, км;

$S_0$  – базисная мощность, МВА;  $U_0$  – базисное напряжение, кВ.

$$X_{\text{л}} = \frac{0,095 \cdot 0,12 \cdot 1000}{10,5^2} = 0,105$$

Для двигателей, участвующих в пуске:

$$X_{\text{д}} = \frac{S_{\text{д}} \cdot U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{н}} \cdot U_0^2} \quad (10.2)$$

где  $S_{\text{н}}$  – расчетная пусковая мощность СД, МВА.

$$S_{\text{н}} = \frac{P_{\text{ном}} \cdot K_{\text{н}}}{\cos \varphi \cdot \eta} \quad (10.3)$$

где  $P_{\text{ном}}$  – номинальная мощность ЭД, МВт;

$K_{\text{н}}$  – кратность пускового тока;  $\cos \varphi$ ,  $\eta$  – номинальные параметры ЭД.

$$S_{\text{н}} = \frac{0,63 \cdot 7}{0,9 \cdot 0,96} = 5,1 \text{ МВА}$$

$$X_{\text{д}} = \frac{1000 \cdot 10,5^2}{5,1 \cdot 10,5^2} = 196$$

Кроме СД, участвующего в пуске, к шинам подключена другая нагрузка, эту нагрузку будем учитывать условным понятием «пусковой нагрузки»:

$$S_{\text{н}} = \sqrt{P_{\text{н}}^2 + Q_{\text{н}}^2} \quad (10.4)$$

где  $P_{\text{н}}$  – активная нагрузка других ЭП;

$Q_{\text{н}}$  – реактивная нагрузка других ЭП.

Суммарная эквивалентная пусковая нагрузка узла будет равна:

$$S_{\text{н.э}} = \sqrt{\Sigma P_{\text{н}}^2 + (\Sigma S_{\text{н}} + \Sigma Q_{\text{н}})^2}$$

$$S_{H.Э} = \sqrt{2,8^2 + (5,1+2,1)^2} = 7,72 \text{ МВА}$$

Тогда эквивалентное сопротивление узла определяется выражением:

$$X_{н.э.} = \frac{S_{б.} \cdot U_{ном}^2}{S_{н.э.} \cdot U_{б.}^2} \quad (10.5)$$

$$X_{н.э.} = \frac{1000 \cdot 10,5^2}{7,72 \cdot 10,5^2} = 129,5$$

Остаточное напряжение на сборных шинах, к которым подключен ЭД:

$$U_{\delta} = U_c \cdot \frac{X_{н.э.}}{X_c + X_{н.э.}} \quad (10.6)$$

где  $U_c$  – напряжение питающей сети, кВ;

$X_c$  – суммарное сопротивление питающей сети до сборных шин, к которым подключен СД.

Сопротивление системы:

$$X_c = \frac{S_{б.}}{S_c} = \frac{1000}{650} = 1,538$$

$$U_{\delta} = 10,5 \cdot \frac{129,5}{1,538 + 129,5} = 10,376 \text{ кВ}$$

Просадка напряжения:

$$\Delta U_{Доп} = 10\%$$

$$\Delta U = \frac{U_c - U_{\delta}}{U_c} = \frac{10,5 - 10,376}{10,5} \cdot 100\% = 1,18\%$$

Так как завод имеет двухсменный режим работы – необходимо установить устройство плавного пуска.

## 11 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРА ИНДУКЦИОННОЙ ПЕЧИ

В данном разделе рассматривается релейная защита одного трансформатора индукционной печи 10 кВ кузнечного цеха, который подключен к шинам 10 кВ ГПП.

Согласно ПУЭ для защиты трансформаторов печей напряжением выше 1 кВ должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от следующих видов повреждений ненормальных режимов работы:

- максимальная токовая защита без выдержки времени от многофазных коротких замыканий;
- токовая защита от перегрузки;
- газовая защита;
- защита от однофазных коротких замыканий на землю.

Также для защиты индукционной печи от повреждений и при нарушении изоляции сети относительно корпуса к установке рекомендуется дополнительное устройство электрической защиты с действием на сигнал или отключение.

### 1) Расчет токов КЗ

Исходная схема подключения индукционной печи представлена на рисунке 11.1.

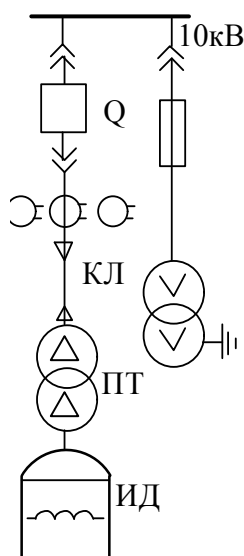


Рисунок 11.1 – Исходная схема сети

Для расчетов КЗ принимаются следующие параметры трансформатора электропечной установки:

$$S_{ном.Т.ИД} = 1250 \text{ кВА (при } P_{ном.ИД} = 1000 \text{ кВт)}$$

$U_{НН} = 0,22 \text{ кВ}$  - напряжение на стороне НН печного трансформатора;

$X_{ПТ} = 0,00815 \text{ Ом}$ ,  $X_{КС} = 0,00099 \text{ Ом}$  - приняты по [19].

Сопротивление системы:

$$X_C = \frac{U_{НН}^2}{S_{КЗ(10кВ)}} = \frac{0,22^2}{161} = 0,0003 \text{ Ом} \quad (11.1)$$

где  $S_{КЗ(10кВ)} = 161 \text{ МВА}$  – мощность КЗ на шинах 10 кВ ГПП, определенное выше.

Сопротивление кабельной линии ГПП-Инд.печь (АПвБПг-10 3х50, длина 320 м):

$$X_{КЛ} = X_0 \cdot L = 0,104 \cdot 0,32 = 0,033 \text{ Ом} \quad (11.2)$$

Схема замещения изображена на рисунке 11.2.

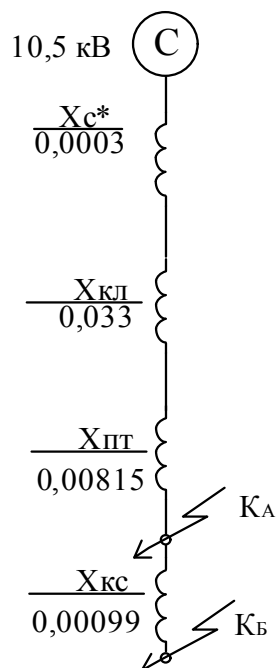


Рисунок 11.2 – Схема замещения сети

Ток короткого замыкания в точке А (шины НН печного трансформатора):

$$I_{КЗ}^{(3)A} = \frac{U_{ср.НН}}{X_C + X_{КЛ} + X_{ПТ}} \quad (11.3)$$



$$I_{K3}^{(3)A} = \frac{220}{0,0003 + 0,033 + 0,00815} = 5307,6 \text{ A}$$

$$I_{K3}^{(2)A} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 5307,6 = 4596,4 \text{ A}$$

Ток короткого замыкания в точке Б (КЗ после короткой сети между электродами и шихтой):

$$I_{K3}^{(3)B} = \frac{U_{CP.HH}}{X_C + X_{KL} + X_{IT} + X_{KC}} \quad (11.4)$$

$$I_{K3}^{(3)B} = \frac{220}{0,0003 + 0,033 + 0,00815 + 0,00099} = 5184 \text{ A}$$

$$I_{K3}^{(2)A} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 5184 = 4490 \text{ A}$$

2) МТЗ без выдержки времени

МТЗ без выдержки времени в двухфазном, двух- или трехрелейном исполнении устанавливается со стороны питания с током срабатывания:

$$I_{C3} = K_{OTC} \cdot I_{T.HOM}, \quad (11.5)$$

где коэффициент отстройки  $K_{OTC} = 3,0 \dots 4,5$  для индукционных печей.

Номинальный ток трансформатора индукционной печи:

$$I_{T.HOM} = \frac{S_{HOM.PECHI}}{\sqrt{3} \cdot U_{HOM}} \quad (11.6)$$

$$I_{T.HOM} = \frac{1250}{\sqrt{3} \cdot 10} = 72,2 \text{ A}$$

Принимаются трансформаторы тока типа ТОЛ-10 УЗ ( $I_1=200 \text{ A}$ ,  $I_2=5 \text{ A}$ ).

Коэффициент трансформации трансформатора тока:

$$n_T = \frac{I_{1H}}{I_{2H}} = \frac{200}{5} = 40 \quad (11.7)$$

Ток срабатывания защиты:

$$I_{C3} = K_{OTC} \cdot I_{T.HOM} = 3 \cdot 72,2 = 216,5 \text{ A}$$

					13.03.02.069.2020.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		82

Ток срабатывания реле:  $I_{CP.P} = \frac{I_{C3}}{n_T} = \frac{216,5}{40} = 5,41 \text{ A}$

Выбираем реле РСТ 11-24-х ( $I_{уст}=5-20 \text{ A}$ ).

Сумма уставок (кратность 0,2) и ток уставки реле:

$$\Sigma Q = \frac{I_{CP.P}}{I_{MIN}} - 1 = \frac{15,41}{5} - 1 \approx 0,1 \quad (11.8)$$

$$I_{уст} = I_{MIN} \cdot (\Sigma Q + 1) = 5 \cdot (0,1 + 1) = 5,5 \text{ A} \quad (11.9)$$

Ток срабатывания защиты с учетом тока уставки:

$$I_{CP.3} = 40 \cdot 5,5 = 220 \text{ A}$$

Чувствительность защиты проверяется по двухфазному короткому замыканию в конце сети питания печи:

Коэффициент чувствительности защиты должен быть  $K_{\text{ч}} \geq 1,2$ , по формуле:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{K3}^{(2)A}}{I_{CP.3}} \geq 1,2 \quad (11.10)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{4596,4}{220} = 20,9 \geq 1,2$$

Защита чувствительна.

### 3) Токовая защита от перегрузки

Токовая защита от перегрузки включается через трансформаторы тока, установленные на стороне низшего напряжения. Если они отсутствуют, то используют трансформаторы тока со стороны питания. Учитывая возможность несимметрии токов фаз, защиту от перегрузки выполняют трехфазной.

Ток срабатывания защиты отстраивается от наибольшего длительно допустимого тока печи:

$$I_{C3} = (1,4 \dots 1,5) \cdot I_{T.ном.ИД} \quad (11.11)$$

$$I_{C3} = 1,5 \cdot 72,2 = 108,3 \text{ A}$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{CP.P} = \frac{I_{C3}}{n_T} = \frac{108,3}{40} = 2,71 \text{ A}$$

Выбираем реле РСТ 11-9-х ( $I_{уст}=1,5-6 \text{ A}$ ).

Сумма уставок (кратность 0,2) и ток уставки реле:

$$\Sigma Q = \frac{I_{CP.P}}{I_{MIN}} - 1 = \frac{2,71}{1,5} - 1 \approx 0,8 \quad (11.12)$$

$$I_{уст} = I_{MIN} \cdot (\Sigma Q + 1) = 1,5 \cdot (0,8 + 1) = 2,7 \text{ A}$$

Ток срабатывания защиты с учетом тока уставки:

$$I_{CP.3} = 40 \cdot 2,7 = 108 \text{ A}$$

Выдержка времени защиты отстраивается от времени подъема индуктора индукционной печи и составляет  $t_3=5\div 10 \text{ с}$ .

#### 4) Газовая защита

Газовая защита – это защита от внутренних повреждений трансформатора, сопровождающихся выделением газа, понижением уровня масла в газовом реле, или интенсивным движением потока масла из бака трансформатора в расширитель.

Газовая защита является основной защитой трансформатора от межвитковых замыканий и других внутренних повреждений, сопровождаемых разложением масла и выделением газа. В качестве реагирующего органа выбирается реле типа ВГ – 80/Q с уставкой скоростного элемента (нижнего) 0,65 м/с. Верхняя пара контактов действует на сигнал при слабом газовыделении и понижении уровня масла. Нижняя пара контактов действует на отключение при бурном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла.

#### 5) Расчет защиты кабельной линии 10 кВ, питающей трансформатор индукционной печи

Согласно ПУЭ, на линиях 10 кВ должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных замыканий и от однофазных замыканий на землю. От многофазных замыканий устанавливается двухступенчатая токовая защита, первая

					13.03.02.069.2020.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		84

ступень которой выполнена в виде токовой отсечки без выдержки времени, а вторая – в виде максимальной токовой защиты с независимой характеристикой выдержки времени.

Тип трансформатора тока и его номинальное значение выбирается по допустимому току кабеля с учетом поправочного коэффициента на количество работающих кабелей, лежащих рядом в земле. Кабели допускают перегрузку в течение часа на 30 % по отношению к  $I_{\text{доп15}}$ .

Таким образом, максимальный рабочий ток

$$(11.13)$$

где  $k_{\text{пер}}=1,3$  – коэффициент перегрузки,

$k_{\text{попр}}=0,9$  – поправочный коэффициент на число кабельных линий.

$I_{\text{длдоп}} = 157,5 \text{ А}$  – допустимый длительный ток кабеля АПвПВГ-10 3х50.

На каждую кабельную линию, питающей индукционную печь, устанавливается отдельный выключатель.

Выше выбран трансформатор тока ТОЛ-10 200/5  $I_{1Н} = 200 \text{ А}$ ,  $I_{2Н} = 5 \text{ А}$

Коэффициент трансформации:

$$n_T = \frac{I_{1.\text{ном}}}{I_{2.\text{ном}}} = \frac{200}{5} = 40.$$

Схема включения трансформаторов тока – неполная звезда, следовательно, коэффициент схемы  $K_{\text{сх}}=1$ .

На кабельной линии устанавливаем максимальную токовую защиту с выдержкой времени.

Ток срабатывания защиты отстраивается от максимального рабочего тока с учетом тока перегрузки трансформатора:

$$I_{\text{сз}} = \frac{K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{П}}}{K_{\text{В}}} \cdot I_{\text{max.раб}} = \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,8} \cdot 184,3 = 691,1 \text{ А},$$

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

$K_{\text{П}}=2,5$  – кратность тока перегрузки по отношению к  $I_{\text{ном}}$ .

$K_{\text{В}}$  – коэффициент возврата реле,  $K_{\text{В}} = 0,8$ .

					13.03.02.069.2020.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		85

Тогда ток срабатывания реле:

$$I_{CP} = \frac{k_{CX} \cdot I_{C3}}{n_T} = \frac{1 \cdot 691,1}{40} = 17,28 \text{ A}$$

Принимаем к установке реле, у которого ток срабатывания находится в пределах  $I_{CP.P} = (5-20) \text{ A}$ .

Сумма уставок:

$$\Sigma Q = \frac{I_{CP.P}}{I_{MIN}} - 1 = \frac{17,28}{5} - 1 = 2,45$$

здесь  $I_{MIN} = 5 \text{ A}$  – минимальный ток срабатывания, выбранного реле.

Принимается уставка  $\Sigma Q = 2,4$ .

Ток уставки реле:

$$I_{UCT} = (1 + \Sigma Q) \cdot I_{MIN} = (1 + 2,4) \cdot 5 = 17 \text{ A}$$

Уточняем ток срабатывания защиты:

$$I_{C3} = I_{CP} \cdot n_T = 17 \cdot 40 = 680 \text{ A}$$

Коэффициент чувствительности при КЗ в основной зоне

$$K_{\text{ч.ОСН}} = \frac{I_{\text{кз.мин}}^{(2)}}{I_{C3}} = \frac{0,866 \cdot 8850}{680} = 11,27 > 1,5,$$

Так как коэффициент чувствительности достаточный, то защиту по минимальному напряжению устанавливать не будем.

Определяется время срабатывания защиты, как сумма времени срабатывания выключателя QS3.1 плюс  $\Delta t$ , где ступень селективности статического реле (принимая  $0,5 \text{ c}$ ).  $\Delta t$  –

$$t_{C3QS3.1} = t_{C3QS3.1} + \Delta t = 0,05 + 0,5 = 0,55 \text{ c}$$

## 5) Согласование защит

Для согласования времени защит строится время-токовая характеристика (рисунок 11.3).

					13.03.02.069.2020.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		86

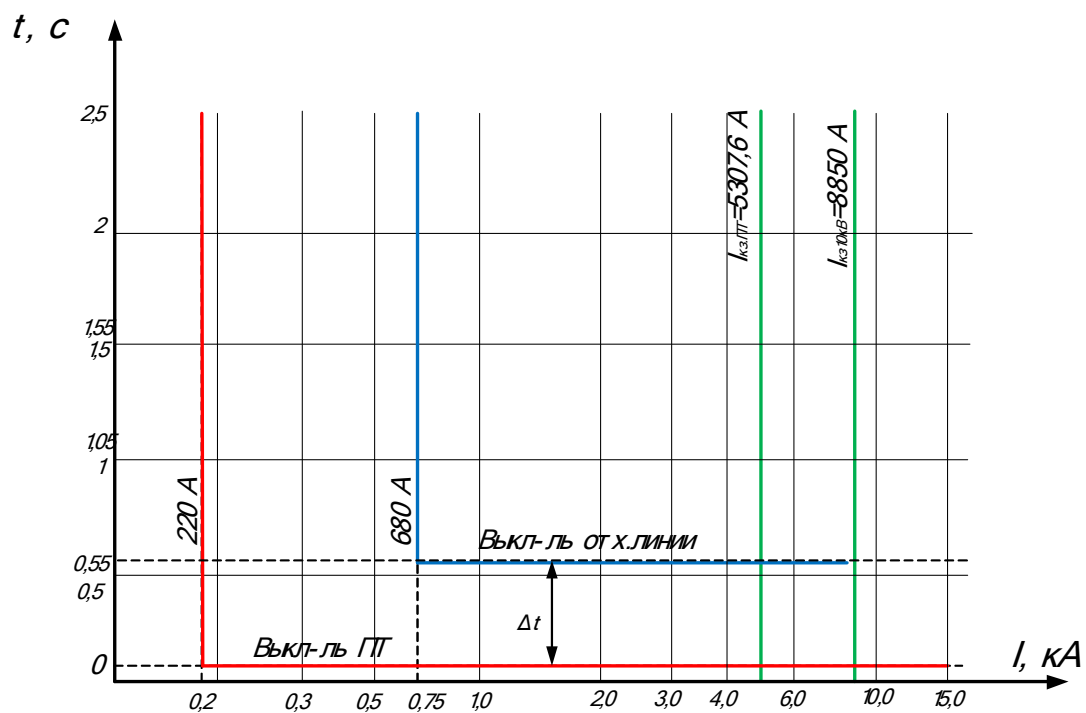


Рисунок 11.3 – Согласование защит выключателей

## 12 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

### 12.1 Технико-экономическое сравнение вариантов внешнего электроснабжения

В данной работе рассматривается варианта внешнего электроснабжение – строительство сети 35 кВ либо строительство 110 кВ. В данном разделе задача заключается в определение наиболее экономичного варианта.

Так вариант определяется по результатам сравнения годовых приведенных затрат:

$$З = \sum_{i=1}^n E_i K_i + C_{\text{э}} + У \text{ [тыс.руб. / год]}, (12.1)$$

где  $E_i$  – общие ежегодные отчисления от капитальных вложений, являющиеся суммой нормативного коэффициента эффективности  $E_n = 0,12$ , отчислений на амортизацию  $E_{ai}$ , расходов на обслуживание  $E_{oi}$ :

$$E_i = E_n + E_{ai} + E_{oi},$$

$$E_i = 0,12 + 0,01 + 0,063 = 0,193$$

Отчисления на амортизацию, обслуживание и текущий ремонт.

$K_i$  – сумма капиталовложение в строительство  $i$ -той группы ЭП. Стоимости отдельных элементов схемы электроснабжения определяются по каталогам.;

$C_{\text{э}}$  – стоимость годовых потерь электроэнергии по двухставочному тарифу

$$C_{\text{э}} = (\Delta W_T + \Delta W_L) C_0, (12.2)$$

где  $C_0$  – удельная стоимость потерь электроэнергии

$$C_0 = \delta \cdot \left( \frac{\alpha K_M}{\tau} + \beta \right), (12.3)$$

$\alpha$  – основная ставка тарифа, руб./кВт·год (принята на 1 полугодие 2020 г.):

для 110 кВ:  $\alpha = (\alpha_{\text{сст}} + \alpha_{\text{ген}}) \cdot 12 = 1418,69 \cdot 12 = 17024,28 \text{ руб./кВт} \cdot \text{год}$

для 35 кВ:  $\alpha = (\alpha_{\text{сст}} + \alpha_{\text{ген}}) \cdot 12 = 1691,79 \cdot 12 = 20301,48 \text{ руб./кВт} \cdot \text{год}$

$\beta$  – стоимость одного кВт·ч электроэнергии, руб/кВт·ч, [22]

$\beta_{110} = 1,448$  руб/кВт·ч = 1,05,  $\beta_{35} = 1,436$  руб/кВт·ч.

$K_m$  – коэффициент максимума нагрузки,  $K_m = 0,85$ ;

$\delta$  – поправочный коэффициент,  $\delta_{35} = 1,05$ ,  $\delta_{110} = 1,04$ .

Для 35 кВ:  $C_0 = 6,82$  руб/кВт·ч,

Для 110 кВ:  $C_0 = 5,9$  руб/кВт·ч

Для 35 кВ  $C_9 = (434,3 \cdot 10^3 + 80,08 \cdot 10^3) \cdot 6,82 = 3508,07$  тыс.руб.

Для 110 кВ  $C_9 = (460 \cdot 10^3 + 9,6 \cdot 10^3) \cdot 5,9 = 2770,64$  тыс.руб.

$У$  – народнохозяйственный ущерб от перерывов электроснабжения, определяется для вариантов неравноценных по надежности. В работе принимается допущение о том, что варианты приблизительно одинаковы по надёжности.

В 12.1 и 12.2 приведены затраты на варианты схем внешнего электроснабжения напряжением 35 и 110 кВ соответственно.

Стоимость двух цепной воздушной линии, ячейки выключателя и силового трансформатора принята по справочнику [14] в ценах на 2001 год, поэтому ее умножаем на коэффициент инфляции, который для Челябинской области в отрасли электроэнергетики составил 4,86. Стоимость разъединителя и ОПН взята с прайс-листов сайтов-производителей.

Таблица 12.1 – Затраты на вариант напряжением 35 кВ

Наименование оборудования	Единица измерения	Кол-во	Стоимость единицы, тыс. руб.	Капиталовложения, К, тыс. руб.	Отчисления Е о. е.	Затраты, К·Е, тыс. руб./год
1	2	3	4	5	6	7
РДЗ-1-35-1000 [23]	полюс	12	175	2100	0,193	405,3
Ячейка с элегазовым выключателем ВГБЭ-35-16/630 [14]	шт.	4	2000х4,86=9720	38880	0,193	7503,84
Трансформатор ТДНС 16000/35 [14]	шт.	2	3700х4,86=17982	35964	0,193	6941,052
Двухцепная ВЛ 35 кВ с АС-120 [14]	км.	1	1070х4,86=4890	4890	0,193	943,77



1	2	3	4	5	6	7
Ограничитель перенапряжения ОПН-У-35/40,5	шт.	12	64	768	0,193	148,224
Всего по варианту				82602		15942,19

$$Z_{35кВ} = \sum_{i=1}^n E_i K_i + C_{\text{э}} + Y = 15942,19 + 3508,07 = 19450,26 \text{ тыс.руб./год}$$

Таблица 12.2 – Затраты на вариант напряжением 110 кВ

Наименование оборудования	Ед.изм	Кол-во	Стоимость ед., тыс. руб.	Капиталовложения, К, тыс. руб.	Отчисления Е о. е.	Затраты, К·Е, тыс. руб./год
РДЗ-2-110-1000Н У1 [23]	полюс	12	325	3900	0,193	752,7
Ячейка с элегазовым выключателем ВГТ	шт.	4	7000х4,86 =34020	136080	0,193	26263,44
Трансформатор ТДН 16000/110	шт.	2	5900х4,86 =28674	57348	0,193	11068,16
Двухцепная ВЛ 110 кВ с АС-95	км.	1	1150х4,86 =5589	5589	0,193	1078,677
Ограничитель перенапряжения ОПН-110-У1	шт.	12	94	1128	0,193	217,704
Ограничитель перенапряжения ОПН-У-110/56	шт.	2	118	236	0,193	45,548
ЗОН-110 [24]	шт.	2	230	460	0,193	88,78
Всего				204741		39515,01

Сравнение:

$$\frac{Z_{110} - Z_{35}}{Z_{110}} \cdot 100\% = \frac{42285,65 - 19450,26}{42285,65} \cdot 100\% = 54 \% .$$

Для выбора величины напряжения в вариант СЭС 110 кВ добавим разницу между оплатой за потреблённую электроэнергию при U=110 кВ и 35 кВ.

$$\Delta U_{\text{эз}} = P_{\text{р}} \cdot T_{\text{им}} \cdot (C_{0(35\text{кВ})} - C_{0(110\text{кВ})})$$

(5.30)

$$\Delta U_{\text{эз}} = 13788 \cdot 5000 \cdot (6,82 - 5,9) = 62423 \text{ тыс.руб/год.}$$

По результатам выше видно, что вариант напряжением 35 кВ обойдется на 54 % дешевле, чем вариант 110 кВ. Но несмотря на дешевизну электрооборудования на напряжение 35 кВ, данный вариант оказался невыгоден вследствие больших годовых затрат на оплату электроэнергии. Поэтому электроснабжение завода следует выполнить на напряжении 110 кВ. И для самого предприятия выгоднее будет строить ПС 110/10 кВ, чтобы сэкономить 62,4 млн. руб. в год по оплате за потребленную электроэнергию, если брать в суммарном эквиваленте, то за несколько лет и с учетом инфляции экономия будет еще заметнее ощутима и данное решение окупит само себя.

					13.03.02.069.2020.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		91

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе были подробно рассмотрены вопросы проектирования системы электроснабжения группы цехов кузнечно-прессового завода ПАО «ЧКПЗ».

Выполнены расчеты электрических нагрузок завода согласно усовершенствованному методу упорядоченных диаграмм, определена полная нагрузка.

Выбор рационального напряжения внешнего электроснабжения произведен в экономическом разделе ВКР путем сравнения технико-экономических показателей схем на напряжения 35 и 110 кВ. В результате анализа принята схема внешнего электроснабжения на напряжение 110 кВ, для которой выбрано все электро-техническое оборудование.

На ГПП приняты силовые трансформаторы типа ТДН 16000/110 кВ с подводом питающих линий, выполненных проводами АС-95/16. Выбраны мощность, количество и место установки трансформаторов цеховых ТП с учетом надежности их электроснабжения. Рассчитаны токи короткого замыкания, по которым выбрано и проверено оборудование. В ЗРУ 10 кВ принято установить ячейки КРУ типа К-104М с вакуумными выключателями ВВЭМ-10.

Распределение электрической энергии внутри предприятия осуществляется на напряжении 10 кВ по смешанной схеме, обеспечивающей оптимальные режимы работы сети. Учитывая климатические условия, характеристики грунта и плотность застройки было принято решение прокладывать кабельные линии преимущественно в земляных траншеях, с защитой в трубе при пересечениях с дорогами и коммуникациями. В качестве проводника приняты кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена марки АПвБПг-10.

Так же в работе решены вопросы с компенсацией реактивной мощности в системе электроснабжения завода путем установки в разных ее узлах батарей конденсаторных батарей УКРМ. Выбор оптимального количества и мощности компенсирующих устройств позволил улучшить экономические показатели работы сети.

					13.03.02.069.2020.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		92

В целом всё принятое к установке электротехническое оборудование отвечает требуемой надежности, условиям окружающей среды на заводе и современным тенденциям, которые существуют в современной электротехнике.

В прилагаемой графической части представлены план завода с нанесенной на него картограммой нагрузок, кабельной разводкой внутреннего электроснабжения и цеховыми ТП, однолинейная электрическая схема 110/10 кВ завода, план ГПП с разрезом, плакат с релейной защитой трансформатора индукционной печи.

					13.03.02.069.2020.ПЗ	Лист
						93
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Указания по расчету электрических нагрузок. РТМ 36.18.32.4-92 / Разработан ВНИПИ Тяжпромэлектропроект: заведующий лабораторией, канд. техн. наук Б. Д. Жохов; главный инженер проекта Л. Б. Годгельф.
2. Барыбин, Ю.Г. Справочник по проектированию электроснабжения: Электроустановки промышленных предприятий /Под ред. Ю. Г. Барыбина, Л. Е. Федорова, М. Г. Зименкова. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
3. Ершов, А.М Электроснабжение промышленных предприятий: Учебное пособие к курсовому проекту/А.М. Ершов, О.А. Петров, Ю.В. Ситчихин. Ч.1. – Челябинск: ЧПИ, 1985. – 57 с.
4. Ершов, А.М. Системы электроснабжения. Часть 4: Электроснабжение промышленных предприятий и городов: курс лекций / А.М. Ершов. – 2-е изд., перераб. и доп. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2017. – 187 с.
5. Конюхова Е.А. Электроснабжение объектов: учебное пособие/ Е.А. Конюхова – М.: Изд-во «Мастерство», – 2011. – 320 с.
6. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. ГОСТ Р 32144-2013; введ.01.07.2014. – М.: Изд-во Стандартиформ, 2014. – 20 с.
7. Ополева Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения: Справочник: учебное пособие/ Г.Н. Ополева – М.: ФОРУМ-М, 2006. – 480 с.
8. ВГТ-110 (У1, УХЛ1\*) Выключатель элегазовый колонковый (трехполюсное/однополюсное исполнение) [Электронный ресурс]: Режим доступа: [http://www.zeto.ru/products\\_and\\_services/high\\_voltage\\_equipment/elegazovye-kolonkovye-vyklyuchateli-tipa-vgt-110](http://www.zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/elegazovye-kolonkovye-vyklyuchateli-tipa-vgt-110)
9. Правила устройства электроустановок. – М.: Энергоатомиздат, 2018. 648 с.
10. РД 153-34.0-20.527-98 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору оборудования. М.,2001.

					13.03.02.069.2020.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		94

11. СТО 34.01-21.1-001-2017 Распределительные электрические сети напряжением 0,4-110 кВ. Требования к технологическому проектированию – Москва.: ПАО «Россети», 2017 – 238 с

12. СТО 59012820-29.240.30.003-2009. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения - М.: ОАО «СО ЕЭС», 2009. – 132 с.

13. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций [Текст]: Учебник для техникумов. М.: Академия, 2013. — 448 с.

14. Справочник по проектированию электрических сетей/ под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012– 392 с.

15. Федоров, А.А. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию: В2 т. Т. 1. Электроснабжение / Под общ. ред. А.А. Федорова. – М.: Энергоатомиздат, 1986. -568 с.

16. Федоров, А.А. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию: В2 т. Т. 2. Электроснабжение / Под общ. ред. А.А. Федорова. – М.: Энергоатомиздат, 1986. -573 с.

17. Кабель АПВБПг - 10кВ [Электронный ресурс]: Режим доступа: <https://kps.ru/spravochnik/kabeli-silovye/s-izolyaczij-iz-sshitogo-polietilena-10kv/apvbp-10kv/>

18. Щербаков Е.Ф. Электроснабжение и электропотребление на предприятиях: учебное пособие/ Е.Ф. Щербаков, Д.С. Александров, А.Л. Дубов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: ФОРУМ: ИНФРА-М, 2017. – 496 с.

19. Релейная защита и автоматика в системах электроснабжения. Часть 4: Защита электрических сетей и электроустановок напряжением 6–10–110–220 кВ: учебное пособие / А.М. Ершов. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2015. – 152 с.

20. Релейная защита в системах электроснабжения: методические указания к выполнению курсовой работы. / сост. Л.М. Четошникова – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2013. – 72 с.

					13.03.02.069.2020.ПЗ	Лист
						95
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

21. Шабад М. А. Расчеты релейной защиты и автоматики распре- дели- тельных сетей. 4-е изд., испр. и доп. ПЭИПК, Санкт-Петербург, 2010. –555 с.

22. Постановление Министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области от 24 декабря 2019 г. № 100/1 «Об установлении единых(котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии на территории Челябинской области».

23. Цены на разъединители 110 и 35 кВ «Энергоцентр»: [Электронный ре- сурс]: Режим доступа: <http://www.energocentr74.ru/catalog/k-38981-razediniteli>

24. Цены на ЗОН-110 [Электронный ресурс]: Режим доступа: [http://powerportal.ru/detail\\_2394.html](http://powerportal.ru/detail_2394.html)

					13.03.02.069.2020.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		96

# Приложение А

Номера и наименования цехов и подразделений	Катег. надёжности	$N_{\text{т.мин}}^{\text{над}}$ по усл. над	$P_p$ , кВт	$Q_p$ , квар	$S_p$ , кВт·А	$F_{ц}$ , м²	$\frac{\sigma, \text{кВ} \cdot \text{А}}{\text{м}^2}$	$S_{\text{эт}}$ , кВт·А	Тип трансформатора	$K_{\text{эт доп}}$	$N_{\text{т.мин}}^{\text{э}}$	$\Delta N_{\text{т}}$	$N_{\text{т.мин}}$	$m$	$N_{\text{т}}^{\text{опт}}$	$S_{\text{т.ном}}$ , кВт·А	№ п/ст	$Q_{1p}$ , квар	$Q_1$ , квар	$Q_{\text{ку}}$ , квар	$K_{\text{эт норм}}$	$K_{\text{эт п/ав}}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Компрессорная станция	1		118,7	77,3	141,6	3375											НРП1					
Склад	3		29,6	43,3	52,5	1350											НРП2					
Заводоуправление	2		103,9	85,1	134,2	2700											НРП3					
Наружное освещение	3		227,6	170,7	284,5	-											ЩНО					
ИТОГО		2	479,8	376,4	610	7425	0,082	400	ТМ	0,7	1,7	0,3	2	0	2	400	ТП1	376	426,6	-47,21	0,76	1,52
Автотранспортный цех	2		89,7	83,1	122,3	2450											НРП4					
Зарядная станция	2		35,0	26,2	43,7	1050											НРП5					
Окрасочный цех	2		769,3	577,0	961,6	5750																
ИТОГО		2	894	686,3	1127	9250	0,12	630	ТМ	0,8	1,77	0,23	2	0	2	630	ТП2	686	465,6	220,69	0,55	1,1
Прессовый цех	2	2	2393	2096,1	3181	5850	0,54	2000	ТМ	0,8	1,2	0,8	2	0	2	2000	ТП3	2096	2124,5	-28,36	0,79	1,58
Прессовый цех	2	2	2393	2096,1	3181	5850	0,54	2000	ТМ	0,8	1,2	0,8	2	0	2	2000	ТП4	2096	2124,5	-28,36	0,79	1,58
Кузнечный цех	2	2	3001,7	2615,6	3981,4	11700	0,34	2500	ТМ	0,8	1,5	0,5	2	0	2	2500	ТП5	2615	2643,8	-28,2	0,79	1,58
Заводская лаборатория	3		87,0	89,5	124,8	1625											НРП6					
Цех товаров народного потребления	3		480,1	411,4	632,2	6300											НРП7					
Деревообделочный цех	2		125,7	123,7	176,3	4900											НРП8					
Электроремонтный цех	2		464,9	369,5	593,9	2800											НРП9					
ИТОГО		2	1158	994,1	1526	15625	0,098	1000	ТМ	0,8	1,45	0,55	2	0	2	1000	ТП6	994	1104,1	-110	0,76	1,52



