

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(наименование)

13.03.02. Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение

(направленность (профиль)/специализация)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Электроснабжение завода по производству стальных труб

Обучающийся

С.А. Иванов

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., доцент С.В. Шаповалов

(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Тольятти 2023

Аннотация

В данной работе рассматривается система электроснабжения завода по производству стальных труб. Исследуются основные характеристики предприятия, его технологические процессы и требования к электроснабжению.

В работе проводится расчет электрических нагрузок, выбор оборудования, кабелей и трансформаторов. Учитываются требования по качеству электроэнергии и безопасности эксплуатации системы электроснабжения. В результате предлагается оптимальная схема электроснабжения с учетом всех необходимых требований и нормативов.

Кроме того, проведен расчет молниезащиты и заземления ГПП завода по производству стальных труб.

ВКР представляет собой пояснительную записку, состоящую из введения, восьми разделов основной части, заключения, списка используемой литературы и источников и графической части на 6 листах формата А1. Пояснительная записка выполнена на 67 листах формата А4, содержит 13 таблиц и 6 рисунков.

Содержание

Введение.....	4
1 Анализ исходных данных по электроснабжению потребителей предприятия	6
2 Расчет электрических нагрузок предприятия	10
3 Выбор и расчет числа и мощности трансформаторов.....	17
4 Расчет токов короткого замыкания	27
5 Выбор и расчет электрических аппаратов и проводников	31
6 Выбор основного электрооборудования и его проверка	42
7 Выбор устройств релейной защиты и автоматики	51
8 Расчет заземления и молниезащиты.....	54
8.1 Расчет заземления подстанции	54
8.2 Расчет молниезащиты подстанции	57
Заключение	62
Список используемой литературы и используемых источников.....	64

Введение

В современном мире, электроснабжение является одной из ключевых и важных инфраструктурных систем, обеспечивающих нормальное функционирование всех отраслей экономики и социальной сферы. Особое значение имеет электроснабжение промышленных предприятий, в частности, заводов по производству стальных труб, которые играют важную роль в строительной и других отраслях экономики.

Целью данной выпускной квалификационной работы является разработка и анализ системы электроснабжения завода по производству стальных труб. В процессе работы будут рассмотрены основные аспекты проектирования и эксплуатации системы электроснабжения, а также предложены решения для оптимизации использования электроэнергии и повышения энергоэффективности производства.

«Объектом исследования ВКР является завод по производству стальных труб» [34].

«Предметом исследования ВКР является система электроснабжения завода по производству стальных труб» [34].

В соответствии с поставленной целью определены следующие задачи:

- провести анализ исходных данных по электроснабжению потребителей предприятия;
- выполнить расчет электрических нагрузок предприятия;
- выбрать число и мощность трансформаторов;
- рассчитать токи КЗ;
- выбрать электрические аппараты и проводники;
- выбрать основное электрооборудование;
- выбрать устройства релейной защиты и автоматики;
- рассчитать заземление и молниезащиту ГПП.

Для достижения поставленных целей и задач в данной работе используется комплексный подход, включающий в себя анализ научно-

технической литературы, нормативных документов и стандартов в области электроснабжения промышленных предприятий; изучение особенностей технологии производства стальных труб; проведение расчетов СЭС.

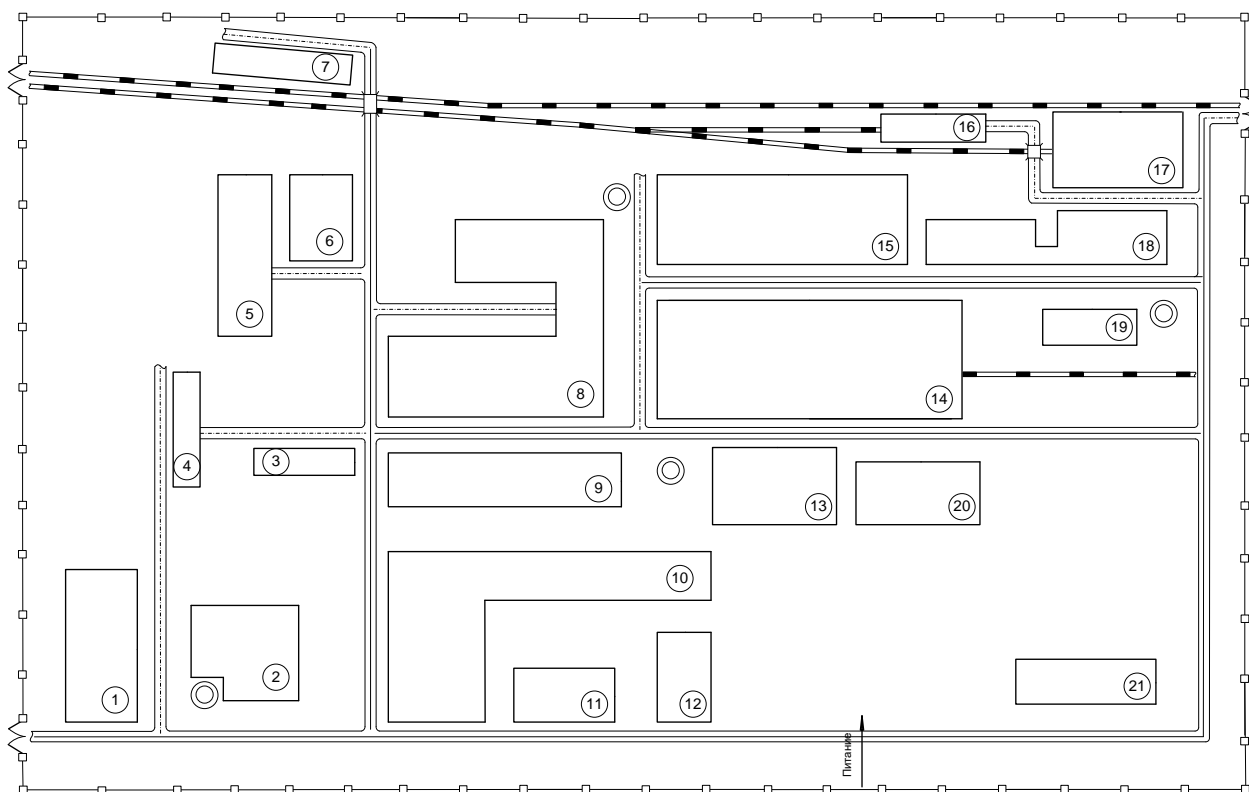
Практическая значимость данной работы заключается в возможности применения разработанной в данной работе СЭС для заводов по производству стальных труб с целью оптимизации использования электроэнергии, повышения энергоэффективности и обеспечения надежной и безопасной эксплуатации. Это также может послужить основой для обучения студентов специальностей, связанных с электроснабжением промышленных предприятий.

Таким образом, в ходе работы необходимо разработать и проанализировать систему электроснабжения завода с учетом требований к надежности. Результаты работы могут быть использованы при проектировании СЭС предприятий по производству стальных труб, а также при обучении студентов соответствующих специальностей в вузах.

1 Анализ исходных данных по электроснабжению потребителей предприятия

В данном разделе будет проведен анализ исходных данных, предоставленных предприятием, в отношении электроснабжения потребителей. Завод по производству стальных труб предназначен для обеспечения надежного и эффективного электроснабжения производственного оборудования, создания оптимальных условий для работы персонала и соблюдения требований экологической безопасности.

План завода по производству стальных труб приведён на рисунке 1.



1 – Кислородно-компрессорный цех; 2 – Котельная; 3 – Химическая лаборатория; 4 – Заводоуправление; 5 – Склад реагентов; 6 – Склад хлора, кислоты; «7 – Центральный склад; 8 – Обжигово-восстановительный цех; 9 – Ремонтно-механический цех; 10 – Гидро-металлургический цех; 11 – Цех резино-технических изделий; 12 – Столовая; 13 – Воздуходувная станция; 14 – Плавильный цех; 15 – Газоочистка; 16 – Депо» [23] – Закрытый склад руды; 18 – Цех подготовки сырья и шихты; 19 – Дымососная; 20 – Административно-бытовой корпус; 21 – Водонасосная.

Рисунок 1 – План завода по производству стальных труб

«Основными потребителями, входящими в состав данного предприятия, являются: водонасосная станция, плавильный цех, обжигово–восстановительный цех, воздуходувная станция, гидро–металлургический цех, ремонтно–механический цех, котельная, кислородно–компрессорный цех, цех подготовки сырья и шихты, отделения и склады» [32].

В отношении обеспечения надежного электроснабжения, промышленные предприятия и их структурные подразделения, такие как цеха, распределяются на три основные категории.

К первой категории относятся цеха, нарушение электроснабжения которых может привести к значительным материальным потерям или создать угрозу для жизни и здоровья людей. Для таких цехов предусматривается электроснабжение от двух независимых источников питания, что позволяет обеспечить бесперебойное электроснабжение даже в случае аварии на одном из источников.

Вторая категория надежности электроснабжения включает цеха, перерыв в электропитании которых приводит к массовому недоотпуску продукции, простое рабочих мест, механизмов или транспорта. Для этих цехов также предусматривается питание от двух источников, но допускается кратковременный перерыв электроснабжения на время автоматического восстановления питания от второго источника.

Наконец, к третьей категории относятся цеха и подразделения, нарушение электроснабжения которых не влечет за собой значительных последствий и не требует применения специальных мер по повышению надежности. Для них обычно достаточно одного источника питания, при условии, что он обладает достаточной мощностью и надежностью.

Для обеспечения надежности электроснабжения всех категорий цехов завода по производству стальных труб проводится ряд мероприятий, таких как резервирование, использование устройств автоматического ввода резерва (АВР), проведение периодических проверок и испытаний оборудования, а также разработка планов действий в чрезвычайных ситуациях.

Распределение цехов завода по производству стальных труб по категориям представлено в таблице 1.

Таблица 1 – Категории цехов завода по производству стальных труб по надежности электроснабжения

Цех	пЭ, шт	Р _Σ , кВт	Категория по надежности электроснабжения
1 – Кислородно–компрессорный цех	15	1400	II
2 – Котельная	22	1550	II
3 – Химическая лаборатория	30	220	II
4 –Заводоуправление	20	100	II
5 – Склад реагентов	20	300	II
6 – Склад хлора, кислоты	15	120	I
7 – Центральный склад	10	100	III
8 – Обжигово–восстановительный цех	62	1950	II
9 –Ремонтно–механический цех	14	610	III
10 – Гидро–металлургический цех	65	1750	II
11 – Цех резино–технических изделий	10	120	III
12 – Столовая	8	120	III
13 – Воздуходувная станция	10	80	I
14 – Плавильный цех	55	1450	II
15 – Газоочистка	10	380	II
16 – Депо	5	120	III
17 – Закрытый склад руды	10	850	II
18 – Цех подготовки сырья и шихты	42	647,7	II
19 – Дымососная	3	325	II
20 – Административно–бытовой корпус	20	100	III
21 – Водонасосная	18	1550	I

Коэффициент реактивной мощности, заданный электросетевой организацией, составляет $\text{tg}\varphi = 0,5$;

На предприятии имеются 3 печи ДСП–5 в обжигово–восстановительном цехе, 3 печи Грамолина–Штейнберга (ПСКН) в гидро–металлургическом цехе.

«Состояние окружающей среды на территории предприятия неприемлемое, так как присутствуют цеха, агрессивные по отношению к окружающей среде. Поэтому требуется выбор оборудования на ОРУ ГПП с усиленным классом изоляции» [32].

«Так как частично кабельные линии предприятия проложены в земле, то необходимо отметить, что грунт характеризуется высокой коррозионной активностью, в грунте предприятия отсутствуют растягивающие усилия и блуждающие токи» [32]. Данные для прокладки кабелей: удельное сопротивление земли $120 \text{ см} \cdot \text{К}/\text{Вт}$, температура земли $+ 12,5^\circ \text{С}$, температура воздуха $+ 25^\circ \text{С}$.

Выводы по разделу.

В первом разделе ВКР на основе анализа исходных данных для проектирования завода по производству стальных труб можно сделать вывод, что система электроснабжения должна быть спроектирована с учетом современных требований к надежности, энергоэффективности и экологической безопасности. Необходимо использовать оборудование, отвечающее высоким стандартам качества и обеспечивающее минимальное воздействие на окружающую среду. Также необходимо предусмотреть возможность расширения и модернизации системы электроснабжения в будущем, чтобы обеспечить долгосрочную эффективность и конкурентоспособность нового завода.

2 Расчет электрических нагрузок предприятия

В данном разделе DRH будет произведен расчет электрических нагрузок завода. Расчет электрических нагрузок является одним из основных этапов проектирования СЭС, так как от его правильности зависит выбор оборудования, определение параметров электрических сетей и разработка мероприятий по снижению потерь электроэнергии. Определение расчетной нагрузки на различных ступенях СЭС проводится по методу упорядоченных диаграмм [28].

«Для каждой группы однотипных электроприемников находится средняя нагрузка» [28]:

$$P_C = n \cdot K_{ИА} \cdot P_{НОМ}, \quad (1)$$

$$Q_C = n \cdot K_{ИА} \cdot P_{НОМ} \cdot tg\varphi, \quad (2)$$

где $K_{ИА}$ – «коэффициент использования по активной мощности» [21],

$$P_C = 3 \cdot 0,14 \cdot 1,6 = 0,67 \text{ кВт},$$

$$Q_C = 3 \cdot 0,14 \cdot 1,6 \cdot 1,73 = 1,16 \text{ квар}.$$

Приведенное число электроприемников [28]:

$$n_{Э} = \frac{(\sum_{i=0}^n p_{НОМi})^2}{\sum_{i=0}^n p_{НОМi}^2}, \quad (3)$$

где $P_{НОМi}$ – «номинальная мощность приведённого электроприёмника»;

$n_{НОМi}$ – «приведённое число электроприёмников, подключенных к i -му узлу системы электроснабжения» [28].

$$n_{Э} = \frac{155^2}{1892} = 12,7,$$

принимается $n_p = 13$ электроприемников.

«Далее определяется средневзвешенное значение коэффициента использования по шинопроводу» [28]:

$$K_{ИА} = \frac{\sum_{i=0}^n k_{ИАi} \cdot p_{НОМi}}{\sum_{i=0}^n p_{НОМi}}, \quad (4)$$

где $k_{ИАi}$ – «коэффициент использования i -го потребителя электроэнергии» [28],

$$K_{ИА} = \frac{27,5}{155} = 0,18.$$

«Средневзвешенное значение $\operatorname{tg}\varphi$ » [21]:

$$\operatorname{tg}\varphi = \frac{\sum_{i=0}^n k_{ИАi} \cdot p_{НОМi} \cdot \operatorname{tg}\varphi_i}{\sum_{i=0}^n k_{ИАi} \cdot p_{НОМi}}, \quad (5)$$

где $\operatorname{tg}\varphi_i$ – «коэффициент реактивной мощности i -го потребителя электроэнергии» [21],

$$\operatorname{tg}\varphi = \frac{38}{27,5} = 1,38.$$

«После расчета нагрузок по отделениям можно переходить к расчету нагрузок по цеху, то есть следует рассчитать электрические нагрузки на СШ 0,4 кВ ЦТП, а это уже система III уровня» [28].

«Расчетная активная и расчетная реактивная мощности рассчитываются как» [28]:

$$P_P = K_{РА} \cdot \sum_{i=0}^n k_{ИАi} \cdot p_{НОМi}, \quad (6)$$

$$Q_P = K_{РА} \cdot \sum_{i=0}^n k_{ИАi} \cdot p_{НОМi} \cdot \operatorname{tg}\varphi_i, \quad (7)$$

«Коэффициенты расчетной нагрузки по активной и реактивной мощности» [21] необходимо принимать равными, так как на III уровне графики активной нагрузки более ровны во времени, чем в узлах системы II уровня.

Далее определяются остальные параметры

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{214,3}{249,8} = 0,86;$$

$$K_{\text{ИА}} = \frac{249,8}{609,6} = 0,41;$$

$$n_{\text{Э}} = \frac{609,6^2}{26835} = 14;$$

$$K_{\text{РА}} = 0,85;$$

$$P_{\text{P}} = 0,85 \cdot 249,8 = 212,3 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{P}} = 0,85 \cdot 214,3 = 182,2 \text{ квар};$$

«Полная расчетная нагрузка» [21]:

$$S_{\text{P}} = \sqrt{P_{\text{P}}^2 + Q_{\text{P}}^2}. \quad (8)$$

$$S_{\text{P}} = \sqrt{212,3^2 + 182,2^2} = 279,7 \text{ кВА};$$

Расчетный ток:

$$I_{\text{P}} = \frac{S_{\text{P}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}, \quad (9)$$

где $U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение электросети, кВ,

$$I_{\text{P}} = \frac{279,7}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 425 \text{ А}.$$

«Чтобы получить полную расчетную мощность цеха, следует учесть мощность освещения. Расчетную нагрузку освещения можно определить по удельной мощности освещения с учетом коэффициента спроса» [28]:

$$P_{\text{РОСВ}} = K_{\text{СОСВ}} \cdot P_{\text{УОСВ}} \cdot F_{\text{Ц}}, \quad (10)$$

где $K_{\text{СОСВ}}$ – «коэффициент спроса по активной мощности электроосвещения» [28];

$P_{\text{УОСВ}}$ – «удельная мощность освещения на 1 м² цеха, Вт» [28];

$F_{\text{Ц}}$ – площадь, м².

$$P_{\text{РОСВ}} = 0,9 \cdot 15 \cdot 2540 = 34290 \text{ Вт} = 34,28 \text{ кВт.}$$

«Расчетная реактивная мощность электроосвещения определяется по формуле» [28]:

$$Q_{\text{РОСВ}} = P_{\text{РОСВ}} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{ОСВ}}, \quad (11)$$

$$Q_{\text{РОСВ}} = 34,28 \cdot 0,75 = 25,72 \text{ квар.}$$

Следующим шагом является подсчет «итоговой строки по нагрузке 0,4 кВ. Здесь мы суммируем значения номинальной активной мощности каждого цеха, средних активных и реактивных нагрузок, расчетных активных и реактивных мощностей исходя из силовой и световой нагрузок цехов. Также нужно учесть расчетную нагрузку от освещения территории завода. Далее определяем общую расчетную мощность завода от низковольтной нагрузки. Кроме того, необходимо вычислить средневзвешанные коэффициенты использования и реактивной мощности (таблица 2)» [16].

Таблица 2 – Расчет нагрузок по заводу по производству стальных труб

№ цеха	Наименование цехов и узлов СЭС	пэ	P_{Σ} , кВт	$K_{иА}$	$\cos\varphi$	$\operatorname{tg}\varphi$	P_C , кВт	Q_C , квар	$K_{РА}$	P_P , кВт	Q_P , квар	$F_{Ц}$, м2	$P_{уд}$, кВт/м2	K_{CO}	$\cos\varphi_0$	$\operatorname{tg}\varphi_0$	P_{PO} , кВт	Q_{PO} , квар	P_P+P_{PO} , кВт	Q_P+Q_{PO} , квар	S_P , кВА
–	Низковольтная нагрузка	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
1	Кислородно–компрессорный цех	15	1400	0,72	0,70	1,02	1008	1028	0,90	907	926	2100	0,015	0,80	0,85	0,62	25	16	932	941	1325
2	Котельная	22	1550	0,68	0,72	0,96	1054	1016	0,90	949	914	1800	0,015	0,80	0,85	0,62	22	13	970	928	1342
3	Хим. лаборатория 2 этажа	30	220	0,30	0,60	1,33	66	88	0,75	50	66	1100	0,020	0,75	0,75	0,88	17	15	66	81	104
4	Заводоуправление 3 этажа	20	100	0,30	0,65	1,17	30	35	0,75	23	26	1800	0,020	0,85	0,75	0,88	31	27	53	53	75
5	Склад реагентов	20	300	0,40	0,65	1,17	120	140	0,75	90	105	1720	0,010	0,60	0,80	0,75	10	8	100	113	151
6	Склад хлора, кислоты	15	120	0,25	0,65	1,17	30	35	0,82	25	29	1200	0,010	0,60	0,80	0,75	7	5	32	34	47
7	Центральный склад	10	100	0,30	0,65	1,17	30	35	0,90	27	32	900	0,010	0,60	0,80	0,75	5	4	32	36	48
8	Обжигово–восстановительный цех	62	1950	0,65	0,68	1,08	1268	1367	0,80	1014	1093	6000	0,015	0,90	0,70	1,02	81	83	1095	1176	1607
9	Ремонтно–механический цех	14	610	0,41	0,76	0,86	250	214	0,85	212	182	2540	0,015	0,90	0,80	0,75	34	26	247	208	323
10	Гидро–металлургический цех	65	1750	0,72	0,80	0,75	1260	945	0,80	1008	756	5600	0,015	0,90	0,70	1,02	76	77	1084	833	1367
11	Цех резино–технических изделий	10	120	0,30	0,70	1,02	36	37	0,90	32	33	1150	0,010	0,80	0,80	0,75	9	7	42	40	58
12	Столовая	8	120	0,50	0,75	0,88	60	53	0,93	56	49	950	0,020	0,85	0,80	0,75	16	12	72	61	95
13	Воздуходувная станция	10	80	0,80	0,65	1,17	64	75	0,90	58	67	1900	0,015	0,80	0,80	0,75	23	17	80	84	117
14	Плавильный цех	55	1450	0,70	0,68	1,08	1015	1094	0,80	812	876	7300	0,015	0,90	0,70	1,02	99	101	911	976	1335
15	Газоочистка	10	380	0,85	0,75	0,88	323	285	0,90	291	256	4400	0,010	0,80	0,70	1,02	35	36	326	292	438
16	Депо	5	120	0,30	0,70	1,02	36	37	1,00	36	37	550	0,015	0,80	0,80	0,75	7	5	43	42	60
17	Закрытый склад руды	10	850	0,75	0,72	0,96	638	614	0,90	574	553	1700	0,010	0,60	0,80	0,75	10	8	584	561	810
18	Цех подготовки сырья и шихты	42	647,7	0,41	0,76	0,86	249,8	214,3	0,85	212,3	182,2	2540	0,015	0,90	0,80	0,75	34	26	246,6	207,9	322,5
19	Дымососная	3	325	0,55	0,78	0,80	179	143	1,23	220	176	650	0,010	0,80	0,80	0,75	5	4	225	180	288

Продолжение таблицы 2

№ цеха	Наименование цехов и узлов СЭС	пэ	P_{Σ} , кВт	$K_{иА}$	$\cos\varphi$	$\operatorname{tg}\varphi$	P_C , кВт	Q_C , квар	$K_{РА}$	P_P , кВт	Q_P , квар	$F_{Ц}$, м2	$P_{уд}$, кВт/м2	K_{CO}	$\cos\varphi_0$	$\operatorname{tg}\varphi_0$	P_{PO} , кВт	Q_{PO} , квар	P_P+P_{PO} , кВт	Q_P+Q_{PO} , квар	S_P , кВА
20	Административно–бытовой корпус 3этажа	20	100	0,65	0,65	1,17	65	76	0,90	59	68	4500	0,020	0,75	0,85	0,62	68	42	126	110	167
21	Водонасосная	18	1550	0,80	0,85	0,62	1240	768	0,90	1116	692	1300	0,015	0,80	0,85	0,62	16	10	1132	701	1331
–	Освещение территории	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	183500	0,002	1,00	0,70	1,02	367	374	367	374	524
–	Итого (0,4 кВ):	454	14345	0,67	0,74	0,92	9633	8847	0,80	8290	7584	–	–	–	–	–	979	901	9269	8485	12566
–	Высоковольтная нагрузка	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
13	СД 3150 кВА	2	6300	0,80	0,90	– 0,48	5040	– 2441	1,00	5040	– 2441	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
13	СД 1250 кВА	2	2500	0,80	0,90	– 0,48	2000	–969	1,00	2000	–969	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
13	СД 800 кВА	2	1600	0,80	0,90	– 0,48	1280	–620	1,00	1280	–620	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
13	СД 1600 кВА	2	3200	0,80	0,90	– 0,48	2560	– 1240	1,00	2560	– 1240	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
21	АД 250 кВА	3	750	0,80	0,77	0,83	600	497	1,00	600	497	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
15	АД 630 кВА	5	3150	0,90	0,85	0,62	2835	1757	1,00	2835	1757	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
8	ДСП 2800 кВА	3	6720	0,75	0,80	0,75	5040	3780	1,00	5040	3780	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
10	ПСКН 1000 кВА	3	3000	0,75	1,00	0,00	2250	0	1,00	2250	0	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
–	Итого (10 кВ):	22	27220	0,79	1,00	0,04	21605	765	1,00	21605	765	–	–	–	–	–	–	–	21605	765	21619
–	Итого по предприятию	476	41565	0,75	0,96	0,31	31238	9612	0,99	29895	8348	–	–	–	–	–	–	–	30874	9250	32230

«При определении расчетной нагрузки высоковольтных потребителей электроэнергии следует учитывать, что коэффициент расчетной нагрузки $K_{РА}=1$, тогда расчетные активная и реактивная мощности будут равны соответственно средним активной и реактивной мощностям» [28].

«Затем следует заполнить итоговую строку по нагрузке 10 кВ аналогично итоговой строке по нагрузке 0,4 кВ» [28].

«Таблицу завершает строка «Итого по предприятию», в которую необходимо записать суммарные данные по низковольтным и высоковольтным потребителям электроэнергии. Расчетные активная и реактивная мощности всего завода будут определены позднее, после выбора ЦТП и определения потерь в силовых трансформаторах данных ЦТП. Все расчеты сведены в таблицу 2» [28].

Выводы по разделу.

Во втором разделе ВКР на основании проведенного расчета электрических нагрузок завода по производству стальных труб, сделан вывод о том, что полная расчетная мощность завода составляет 12566 кВА от низковольтной нагрузки и 21619 кВА от высоковольтной.

Важно отметить, что данные расчеты являются предварительным этапом для проектирования системы электроснабжения завода и определения требований к оборудованию и материалам, необходимым для обеспечения надежного и безопасного электроснабжения предприятия.

3 Выбор и расчет числа и мощности трансформаторов

В данном разделе дипломной работы будут рассмотрены вопросы выбора и расчета количества и мощности трансформаторов на промышленном предприятии. Трансформаторы являются ключевым элементом системы электроснабжения любого предприятия, и их правильный выбор и расчет имеет большое значение для обеспечения надежности и эффективности работы всего предприятия.

В рамках данного раздела будут проанализированы различные типы трансформаторов, их характеристики и особенности применения, а также будут приведены методики расчета требуемой мощности и выбора оптимального типа трансформаторов для конкретного предприятия. Кроме того, будут рассмотрены вопросы компоновки и размещения трансформаторов на территории предприятия, а также вопросы их эксплуатации и обслуживания.

Учитывая, что для потребителей первой категории число трансформаторов одной «ТП равно двум, а допустимый коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме $K_{з.д.} = 0,7$, единичная мощность трансформаторов определяется по выражению» [1]:

$$S_{HT} \geq \frac{P_p}{K_{з.д.} \cdot 2}. \quad (12)$$

«Количество силовых трансформаторов одной ТП зависит от категории потребителей электроэнергии по надежности электроснабжения. Для питания электроприемников I и II категорий используются двухтрансформаторные подстанции с $K_{з.д.} = 0,7$, а для питания потребителей III категории – одно трансформаторные ТП с $K_{з.д.} = 0,95$ » [36].

Для кислородно–компрессорного цеха

$$S_{\text{HT}} \geq \frac{950}{0,7 \cdot 2} = 679 \text{ кВА},$$

«принимаются силовые трансформаторы ТМЗ–1000/10/0,4 номинальной мощностью $S_{\text{HT}} = 1000 \text{ МВА}$ » [36].

«Аналогично определяются номинальные мощности силовых трансформаторов остальных ТП предприятия. Выбор сведен в таблицу 3» [36].

«При выборе силовых трансформаторов ЦТП необходимо определять наибольшую реактивную мощность Q_{1P} , которую трансформаторы могут пропустить из электросети 10 кВ в электросеть 0,4 кВ» [36]:

$$Q_{1P} = \sqrt{(n \cdot M \cdot K_{3Д} \cdot S_{\text{HT}})^2 - P_P^2}, \quad (13)$$

где n – «количество силовых трансформаторов ЦТП» [35];

M – число ТП в цехе;

S_{HT} – номинальная мощность силовых трансформаторов, кВА;

P_P – расчетная активная нагрузка цеха, кВт.

$$Q_{1P} = \sqrt{(2 \cdot 1 \cdot 0,7 \cdot 1000)^2 - 950^2} = 1028 \text{ квар.}$$

«Величина Q_{1P} расчетная, в связи с этим в общем случае реактивная нагрузка силовых трансформаторов Q_1 не равна ей, а определяется как» [36]:

$$Q_1 = \begin{cases} Q_{1P} & \text{если } Q_{1P} < Q_P, \\ Q_P, & \text{если } Q_{1P} \geq Q_P, \end{cases} \quad (14)$$

где Q_P – «расчетная реактивная нагрузка цеха, квар» [35].

«При $Q_{1P} < Q_P$ трансформаторы ТП не смогут пропустить всю реактивную мощность, и в связи с этим часть ее необходимо скомпенсировать при помощи УКРМ, которые устанавливаются на стороне

НН данной ТП. Мощность этих КУ будет равна» [36]:

$$Q_{КУ} = Q_P - Q_l. \quad (15)$$

Коэффициенты загрузки трансформаторов в нормальном режиме и послеаварийном режиме:

$$K_{ЗТН} = \frac{\sqrt{P_P^2 + Q_l^2}}{n \cdot M \cdot S_{НТ}}, \quad (16)$$

$$K_{ЗТП} = \frac{\sqrt{P_P^2 + Q_l^2}}{(n-1) \cdot M \cdot S_{НТ}}. \quad (17)$$

Потери мощности в трансформаторах ЦТП:

$$\Delta P_T = N \cdot (\Delta P_{ХХ} + K_{ЗН}^2 \cdot \Delta P_{КЗ}), \quad (18)$$

$$\Delta Q_T = N \cdot \left(\frac{I_{ХХ} \%}{100} \cdot S_{НТ} + K_{ЗН}^2 \cdot \frac{U_{КЗ} \%}{100} \cdot S_{НТ} \right), \quad (19)$$

где N – количество трансформаторов, которые устанавливаются в цехе;

$\Delta P_{ХХ}$, $\Delta P_{КЗ}$, $I_{ХХ}$, $U_{КЗ}$ – технические характеристики трансформатора.

Результаты расчетов приведены в таблицу 3.

Уровень напряжения питания ГПП завода по производству стальных труб определяют в зависимости от наличия источников питания в относительной близости к предприятию, уровня напряжения на данных «источниках питания, расстоянием от ГПП до данных источников, возможность строительства ЛЭП для передачи электрической энергии и прочими факторами» [19].

Таблица 3 – Трансформаторные подстанции

№ цеха	Наименование цехов и узлов СЭС	К.Н.	P_p , кВт	Q_p , квар	S_p , кВА	Тип Тр, №ТП	$S_{НОМТР}$, кВА	пт	Кзтдоп	Q_{1p} , квар	Q_{1l} , квар	$Q_{ку}$, квар	Кзтнорм	Кзтп/ав	ΔP_{xx} , кВт	$\Delta P_{кз}$, кВт	I_{xx} , %	$U_{кз}$, %	ΔP_T , кВт	ΔQ_T , квар	$P_T + \Delta P_T$, кВт	$Q_T + \Delta Q_T$, квар	S_p , кВА
-	ТП№1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1	Кислородно-компрессорный цех	2	950	959	1350	ТП№1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	Итого:	-	950	959	1350	ТМЗ	1000	2	0,70	1028	959	0	0,67	1,35	2,5	11,0	1,4	5,5	15	78	965	1037	1417
-	ТП№2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	Котельная	2	988	945	1367	ТП№2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	Итого:	-	988	945	1367	ТМЗ	1000	2	0,70	992	945	0	0,68	1,37	1,7	7,6	1,8	5,5	10,5	87	998	1033	1436
-	ТП№3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	Хим. лаборатория 2 этажа	2	84	98	129	НРП1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	Заводуправление 3 этажа	2	71	71	100	НРП2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6	Склад хлора, кислоты	1	49	52	72	НРП3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7	Центральный склад	3	50	53	73	НРП4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5	Склад реагентов	2	118	131	176	ТП№3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	Итого:	-	371	406	550	ТМЗ	400	2	0,70	419	406	0	0,69	1,37	1,0	5,5	2,1	4,5	7,1	34	378	440	580
-	ТП№4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
8	Обжигово-восстановительный цех	2	1113	1194	1632	ТП№4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	Итого:	-	1113	1194	1632	ТМЗ	1000	2	0,70	850	850	344	0,70	1,40	2,9	14,0	1,0	6,0	19,5	79	1132	929	1464
-	ТП№5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
9	Ремонтно-механический цех	3	264	226	347	ТП№5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	Итого:	-	264	226	347	ТМЗ	400	1	0,95	273	226	0	0,87	0,87	1,7	7,6	1,8	5,5	7,4	24	272	249	369
-	ТП№6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
11	Цех резино-технических	3	59	58	83	НРП5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Продолжение таблицы 3

№ цеха	Наименование цехов и узлов СЭС	К.Н.	P _P , кВт	Q _P , квар	S _P , кВА	Тип Тр, №ТП	S _{НОМТР} , кВА	nГ	КзДЛОП	Q _{1P} , квар	Q ₁ , квар	Q _{КУ} , квар	КзТНОРМ	КзТП/АВ	ΔP _{XX} , кВт	ΔP _{КЗ} , кВт	I _{XX} , %	U _{КЗ} , %	ΔP _T , кВт	ΔQ _T , квар	P _P +ΔP _T , кВт	Q ₁ +ΔQ _T , квар	S _P , кВА
	изделий																						
12	Столовая	3	89	79	119	НРП6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
10	Гидро–металлургический цех	2	1101	851	1392	ТП№6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	Итого	-	1250	988	1594	ТМЗ	1000	2	0,70	631	631	357	0,70	1,40	2,9	14,0	1,0	6,0	19,5	79	1269	710	1454
-	ТП№7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
13	Воздуходувная станция	1	98	102	142	НРП7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
20	Административно–бытовой корпус	3	144	128	192	НРП8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14	Плавильный цех	2	928	994	1360	ТП№7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	Итого	-	1169	1224	1694	ТМЗ	1000	2	0,70	770	770	454	0,70	1,40	2,9	14,0	1,0	6,0	19,5	79	1189	848	1461
-	ТП№8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
16	Депо	3	60	59	85	НРП9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
15	Газоочистка	2	343	310	463	ТП№8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	Итого	-	404	370	547	ТМЗ	400	2	0,70	388	370	0	0,68	1,37	1,0	5,5	2,1	4,5	7,0	34	411	403	575
-	ТП№9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
17	Закрытый склад руды	2	601	578	834	ТП№9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	Итого	-	601	578	834	ТМЗ	630	2	0,70	645	578	0	0,66	1,32	1,7	7,6	1,8	5,5	10,1	53	612	632	879
-	ТП№10	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
19	Дымососная	2	243	198	313	НРП10	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	Итого	-	1011	876	1338	ТМЗ	1000	2	0,70	969	876	0	0,67	1,34	2,5	11,0	1,4	5,5	14,8	77	1026	953	1400
-	ТП№11	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
21	Водонасосная	1	1149	719	1356	ТП№11	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Продолжение таблицы 3

№ цеха	Наименование цехов и узлов СЭС	К.Н.	P _р , кВт	Q _р , квар	S _р , кВА	Тип Тр, №ТП	S _{НОМТР} , кВА	пт	КзТДОП	Q _{IP} , квар	Q _I , квар	Q _{КУ} , квар	КзТНОРМ	КзТП/АВ	ΔP _{XX} , кВт	ΔP _{КЗ} , кВт	I _{XX} , %	U _{КЗ} , %	ΔP _Т , кВт	ΔQ _Г , квар	P _р +ΔP _Т , кВт	Q _I +ΔQ _Г , квар	S _р , кВА
–	Итого		1149	719	1356	ТМЗ	1000	2	0,70	800	719	0	0,68	1,36	2,5	11,0	1,4	5,5	15,1	79	1164	798	1411
–	Обжигово–восстановительный цех	2	5040	3780	6300	ЭТМПК–4200/10	2800	3	0,9	5635	3780	0	0,75	–	14,0	37,5	1,6	6,7	105,3	450	5145	4230	6661
–	Гидро–металлургический цех	2	2250	0	2250	ЭТМНКР–1600/10	1000	3	0,9	1492	0	0	0,75	–	3,5	27,0	1,4	5,7	56,1	138	2306	138	2310
Нагрузка по предприятию с учётом потерь:																			307,0	1290	16866	12399	21417

«Необходимо найти рациональное напряжение, которое оценивается по формуле Стилла» [19]:

$$U_{РАЦ} = 4,34 \cdot \sqrt{1 + 0,016 \cdot P_{Р.П.}/n}, \quad (20)$$

где l – длина питающей ЛЭП, км;

$P_{Р.П.}$ – расчетная активная нагрузка, кВт;

n – число линий.

Расчетную активную нагрузку завода по производству стальных труб можно найти как [25]:

$$P_{Р.П.} = K_{ОМ} \cdot \left[\sum_{i=1}^m P_i^{(3)} + \sum_{i=1}^M k_{ИАi} \cdot p_{НОМi} + \sum_{i=1}^N P_{Pi}^{(4)} + \sum_{i=1}^L \Delta P_{Ti} \right] + P_{РОСВи} \quad (21)$$

где $K_{ОМ}$ – «коэффициент одновременности максимумов, данный коэффициент зависит от средневзвешенного коэффициента использования и числа присоединений 10 кВ ГПП, $K_{ОМ} = 0,85$ » [25];

$\sum_{i=1}^m P_i^{(3)}$ – «суммарная расчетная активная мощность узлов СЭС III уровня, которые непосредственно питаются от СШ НН ГПП, кВт» [25];

$\sum_{i=1}^M k_{ИАi} \cdot p_{НОМi}$ – «суммарная расчетная активная мощность электроприёмников напряжением 10 кВ, которые питаются от СШ НН ГПП, кВт» [36];

$\sum_{i=1}^N P_{Pi}^{(4)}$ – «суммарная расчетная активная мощность РУ 10 кВ, которые подключены ГПП, кВт» [25];

$\sum_{i=1}^L \Delta P_{Ti}$ – «суммарные потери активной мощности в силовых трансформаторах ЦТП, кВт» [25];

$P_{РОСВи}$ – «суммарная расчетная активная мощность всей осветительной нагрузки» [25].

$$P_{р.п.} = 0,85 \cdot (8290 + 21605 + 307) + 979 = 26746 \text{ кВт.}$$

Тогда

$$U_{рац.} = 4,34 \cdot \sqrt{1,9 + 0,016 \cdot \frac{26746}{2}} = 64,9 \text{ кВ.}$$

«Принимается напряжение 110 кВ.

Полная расчетная нагрузка завода, которая необходима для выбора силовых трансформаторов ГПП» [11]:

$$S_{р.ГПП} = \sqrt{P_{р.п.}^2 + (Q_{ЭС} - \Delta Q_{Т.ГПП})^2}, \quad (22)$$

где $Q_{ЭС}$ – «экономически целесообразная реактивная мощность на стороне ВН ГПП, предоставляемая энергоснабжающей организацией» [11]:

$$Q_{ЭС} = P_{р.п.} \cdot \text{tg}\varphi, \quad (23)$$

$$Q_{ЭС} = 0,5 \cdot 26746 = 13373 \text{ квар.}$$

$$\Delta Q_{Т.ГПП} = 0,07 \cdot \sqrt{P_{р.п.}^2 + Q_{ЭС}^2}, \quad (24)$$

где $\Delta Q_{Т.ГПП}$ – «потери реактивной мощности в трансформаторах ГПП, квар» [11].

$$\Delta Q_{Т.ГПП} = 0,07 \cdot \sqrt{26746^2 + 13373^2} = 2093 \text{ квар,}$$

$$S_{р.ГПП} = \sqrt{26746^2 + (13373 - 2093)^2} = 29027 \text{ кВА.}$$

«Принимается решение о монтаже двух трансформаторов на ГПП, тогда номинальную мощность трансформаторов можно найти как» [25]:

$$S_{Н.Т.} \geq \frac{S_{Р.ГПП}}{n \cdot K_{з.д.}}, \quad (25)$$

$$S_{Н.Т.} = \frac{29027}{2 \cdot 0,7} = 20734 \text{ кВА.}$$

Устанавливаются на ГПП два трансформатора ТРДН–25000/110 [11].

«Схема внешнего электроснабжения на напряжение 110 кВ» [35] изображена на рисунке 2. Схема представлена в однолинейном исполнении с необходимым электротехническим оборудованием, выбор которого представлен в дальнейшем.

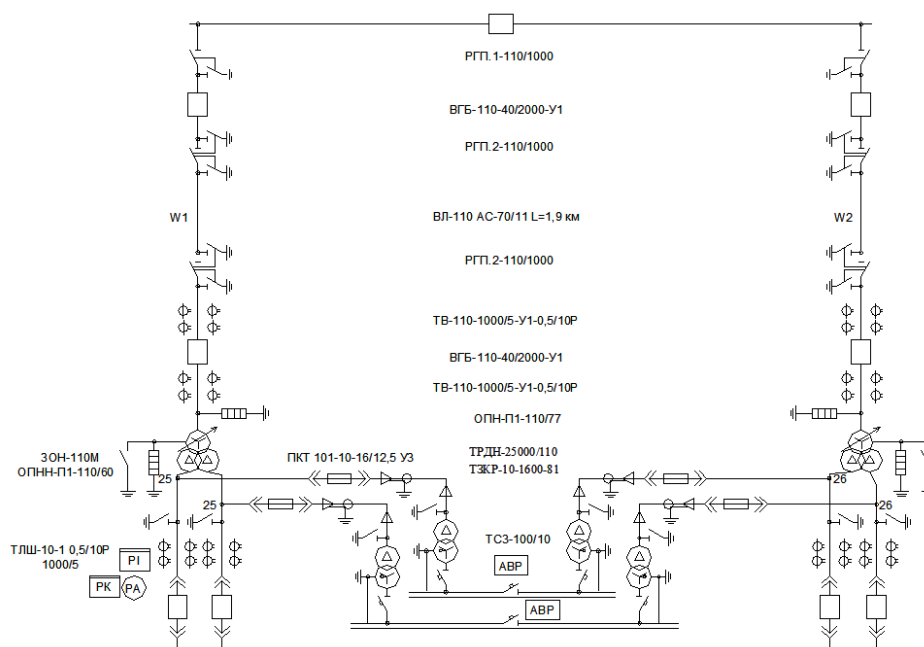


Рисунок 2 – Схема электроснабжения на 110 кВ

Потери мощности в трансформаторах:

$$\Delta P_T = N \cdot (\Delta P_{XX} + K_{3.Н.}^2 \cdot \Delta P_{КЗ}), \quad (26)$$

где $N = 2$ – количество трансформаторов.

$$\Delta P_T = 2 \cdot (25 + 0,6^2 \cdot 120) = 136,4 \text{ кВт.}$$

$$\Delta Q_T = N \cdot \left(\frac{I_{XX}}{100} \cdot S_{Н.Т.} + K_{3.Н.}^2 \cdot \frac{u_{КЗ}}{100} \cdot S_{Н.Т.} \right), \quad (27)$$

$$\Delta Q_T = 2 \cdot \left(\frac{0,65}{100} \cdot 25000 + 0,6^2 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot 25000 \right) = 2215 \text{ квар.}$$

Мощность в начале ЛЭП:

$$S_{Р.Л.} = \sqrt{(P_{Р.П.} + \Delta P_T)^2 + Q_{ЭС}^2}, \quad (28)$$

$$S_{Р.Л.} = \sqrt{(26746 + 136,4)^2 + 13373^2} = 30025 \text{ кВА.}$$

«Расчетный ток ЛЭП 110 кВ» [35]:

$$I_{Р.Л.} = \frac{S_{Р.Л.}}{\sqrt{3} \cdot N \cdot U_H}, \quad (29)$$

$$I_{Р.Л.} = \frac{30035}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 115} = 75 \text{ А.}$$

Сечение проводов ЛЭП:

$$F_{Э} = \frac{I_{Р.Л.}}{j_{Э}}, \quad (30)$$

$$F_{Э} = \frac{75}{1,1} = 68,2 \text{ мм}^2.$$

Выбирается провод АС–70/11.

Выводы по разделу.

В третьем разделе ВКР проведен выбор силовых трансформаторов предприятия. В ТП устанавливаются трансформаторы типа ТМЗ. На ГПП устанавливаются два трансформатора ТРДН–25000/110. Для питания заводы выполняется ЛЭП, выполненная проводом АС–70/11.

4 Расчет токов короткого замыкания

В данном разделе будет произведен расчет токов короткого замыкания в системе электроснабжения предприятия. Это необходимо для проверки выбранных параметров электрооборудования на термическую и динамическую стойкость к токам короткого замыкания, а также для определения уставок релейной защиты и автоматики. [3, 6, 27].

«Схема питания завода и схема замещения для расчета ТКЗ показаны на рисунке 3» [27].

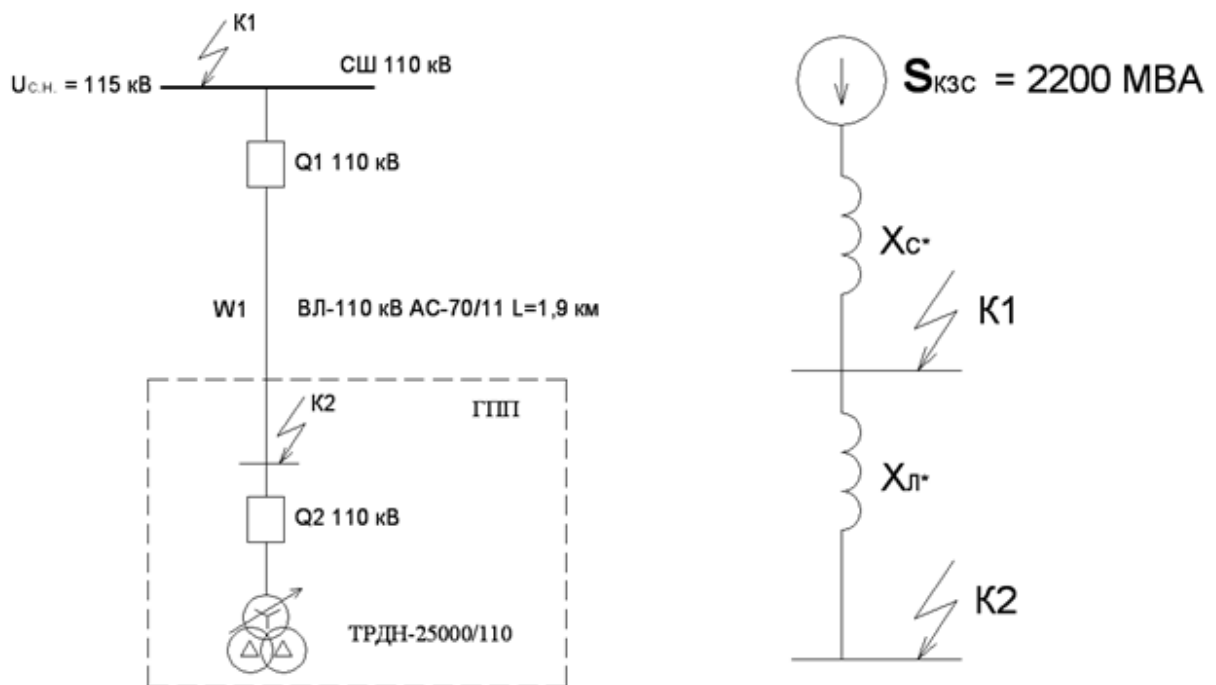


Рисунок 3 – Схемы к расчету ТКЗ

«Определяются параметры схемы замещения. Принимается базисная мощность $S_B = 1000$ МВА, базисное напряжение $U_B = 115$ кВА» [27].

Мощность КЗ на сборных шинах 110 кВ ПС 220/110/35/10 кВ энергосистемы по данным электросетевой организации составляет $S_{кз.с}=2200$ МВ·А

«Сопротивление системы» [18]:

$$x_{c*} = \frac{S_B}{S_{K3.C}}, \quad (31)$$

$$x_{c*} = \frac{1000}{2200} = 0,45.$$

«Сопротивление ВЛ 110 кВ» [18]:

$$x_{Л*} = \frac{x_0 \cdot l \cdot S_B}{U_{CP}^2}, \quad (32)$$

$$x_{Л*} = \frac{0,048 \cdot 1,9 \cdot 1000}{115^2} = 0,058.$$

«Определяется ток КЗ в точке К₁» [18]:

$$I_{K1} = I_{Пт} = I_{П0} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B \cdot x_{c*}}, \quad (33)$$

$$I_{K1} = I_{Пт} = I_{П0} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 0,45} = 11,15 \text{ кА.}$$

«Ударный ток КЗ» [18]:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{K2}, \quad (34)$$

где $K_y = 1,72$ – «ударный коэффициент» [19],

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 11,15 = 27,12 \text{ кА.}$$

Определяется ТКЗ в точке К₂.

Суммарное сопротивление в точке К₂.

$$x_2 = x_{c*} + x_{Л*}, \quad (35)$$

$$x_2 = 0,45 + 0,058 = 0,508.$$

Определяется ток КЗ в точке К₂:

$$I_{K2} = I_{Пт} = I_{П0} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 0,508} = 9,88 \text{ кА.}$$

Ударный ток КЗ:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 9,88 = 25,15 \text{ кА,}$$

где $K_y = 1,8$ – «ударный коэффициент» [19].

Мощность КЗ в точке К₂:

$$S_{K2} = \sqrt{3} \cdot U_B \cdot I_{K2}, \quad (36)$$

$$S_{K2} = \sqrt{3} \cdot 115 \cdot 9,88 = 1968 \text{ МВА.}$$

«Схема замещения для расчетов ТКЗ в точках К3 и К4 представлена на рисунке 4» [22].

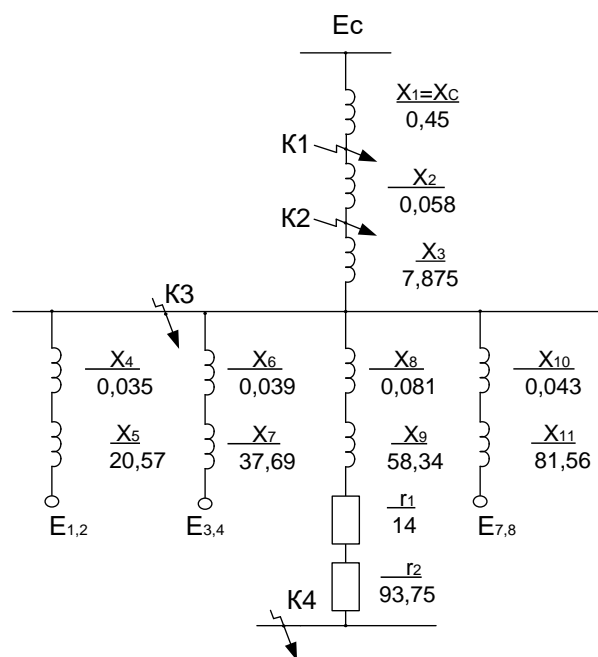


Рисунок 4 – Схема замещения для расчета ТКЗ

«Расчет токов КЗ в точках К3 и К4 выполняется аналогично расчетам для точек К₁ и К₂. Результаты расчетов по всем точкам КЗ даны в таблице 4» [18].

Таблица 4 – Результаты расчета ТКЗ

Расчетная точка	Напряжение $U_{ср}$ расчетной точки, кВ	Токи, кА			Мощность КЗ ступени, МВА
		$I_{п,0}$	$I_{п,t}$	$i_{уд}$	
К ₁	115,0	11,15	11,15	27,12	2200,0
К ₂	115,0	9,88	9,88	25,15	1968,0
К ₃	10,5	11,83	11,83	32,10	215,1
К ₄	0,4	11,37	11,37	18,80	7,9

Выводы по разделу.

В четвертом разделе ВКР был произведен расчет токов КЗ на предприятии. Эти расчеты необходимы для выбора оборудования, проверки его на термическую и динамическую устойчивость, а также для определения уставок релейной защиты и автоматики. На основе проведенных расчетов можно сделать вывод о правильности выбранных параметров оборудования и их соответствии требованиям нормативных документов.

5 Выбор и расчет электрических аппаратов и проводников

«Продолжительный режим имеет место, когда электрическая установка находится в одном из следующих режимов: нормальный, ремонтный или послеаварийный» [32].

«Рассчитывается величина токов нормального и послеаварийного режима, которые требуются для выбора соответствующего электрооборудования ГПП. Результаты заносятся в таблицу 5» [32].

Таблица 5 – Результаты расчетов

Нормальный режим	Послеаварийный режим
на ВН ПС	
$I_{РАБ} = \frac{0,7 \cdot S_{Н.Т.}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}} =$ $= \frac{0,7 \cdot 25 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 91,85 \text{ А}$	$I_{РАБМАХ} = \frac{1,4 \cdot S_{Н.Т.}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}} =$ $= \frac{1,4 \cdot 25 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 183,7 \text{ А}$
на НН ПС	
$I_{РАБ} = \frac{0,7 \cdot S_{Н.Т.}}{\sqrt{3} \cdot U_{НН} \cdot 2} =$ $= \frac{0,7 \cdot 25 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^3 \cdot 2} = 505 \text{ А}$	$I_{РАБМАХ} = \frac{1,4 \cdot S_{Н.Т.}}{\sqrt{3} \cdot U_{НН} \cdot 2} =$ $= \frac{1,4 \cdot 25 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^3 \cdot 2} = 1010 \text{ А}$

«Производится выбор коммутационных аппаратов в начале отходящих ЛЭП от ПС 220/110/35/10 кВ и на вводе ГПП» [32].

«Выключатели выбираются и проверяются по» [23]:

– «номинальному напряжению» [23]:

$$U_{УСТ} \leq U_{Н}, \quad (37)$$

где $U_{УСТ}$ – «номинальное рабочее напряжение установки, кВ» [23];

$U_{Н}$ – «номинальное напряжение выключателя, кВ» [23].

– «по максимальному рабочему току» [23]:

$$I_{\text{MAX}} \leq I_{\text{H}}, \quad (38)$$

где I_{MAX} – максимальный рабочий ток в СЭС, А;

I_{H} – номинальный ток выключателя, А.

– «по отключающей способности. В первую очередь проверяют возможность отключения периодической составляющей ТКЗ» [32]:

$$I_{\text{П,t}} \leq I_{\text{ОТК.Н}} \quad (39)$$

где $I_{\text{П,t}}$ – «периодическая составляющая ТКЗ, кА» [23],

$I_{\text{ОТК.Н}}$ – «значение номинального тока отключения, кА» [23].

«Затем проверяют возможность отключения аperiodической составляющей ТКЗ» [32]:

$$i_{a,\tau} \leq i_{a,\text{H}} , \quad (40)$$

где $i_{a,\tau}$ – аperiodическая составляющая ТКЗ, кА;

$i_{a,\text{H}}$ – «номинальное содержание аperiodической составляющей, кА» [23].

«Проверка по электродинамической стойкости» [23]:

$$I_{\text{П,0}} \leq I_{\text{ПР.СКВ}}, \quad (41)$$

где $I_{\text{П,0}}$ – ТКЗ, кА;

$I_{\text{ПР.СКВ}}$ – «предельный сквозной ток, кА» [23].

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{ПР.СКВ}}, \quad (42)$$

где $i_{\text{уд}}$ – ударный ТКЗ, кА;

$i_{\text{ПР.СКВ}}$ – «амплитуда предельного сквозного тока, кА» [23].

«Выполняется проверка по термической стойкости» [23]:

$$B_K \leq I_{\text{ТЕРМ.Н}}^2 \cdot t_{\text{ТЕРМ.Н}}, \quad (43)$$

где B_K – тепловой импульс ТКЗ, кА^2 ;

$I_{\text{ТЕРМ.Н}}$ – ток термической стойкости, кА ;

$t_{\text{ТЕРМ.Н}}$ – время, с .

При выборе выключателя, как и остального электрооборудования, необходимо стремиться к однотипности, в связи с этим основной расчет выполняется по одной из цепей на высоком напряжении, а в остальных устанавливают аналогичные выключатели если они проходят по основным характеристикам.

На питающей линии «на вводе в трансформатор принимается к установке элегазовый выключатель типа ВЭБ-УЭТМ®-110-40/2500 У1 с гидравлическим приводом с встроенными ТТ» [13].

«Величину апериодической составляющей ТКЗ можно найти как» [32]:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{П,0}} \cdot e^{-\tau/T_a}, \quad (44)$$

где T_a – «постоянная ТКЗ, $T_a = 0,02 \text{ с}$ » [19];

τ – расчетное время,

$$\tau = t_{3,\text{MIN}} + t_{\text{С.В}}, \quad (45)$$

где $t_{3,\text{MIN}}$ – «минимальное время срабатывания РЗ, $t_{3,\text{MIN}} = 0,01 \text{ с}$ » [19];

$t_{\text{С.В}}$ – собственное время отключения выключателя, $t_{\text{С.В}} = 0,035 \text{ с}$.

Подставляя остальные числовые значения, получим:

$$\tau = 0,01 + 0,035 = 0,045 \text{ с.}$$
$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 9,88 \cdot e^{-0,045/0,02} = 1,47 \text{ кА.}$$

«Тепловой импульс квадратичного ТКЗ» [23]:

$$W_K = I_{П,0}^2 \cdot (t_{ОТК} + T_a), \quad (46)$$

где $t_{ОТК}$ – время отключения,

$$t_{ОТК} = t_{р,з} + t_{о,в}, \quad (47)$$

где $t_{р,з}$ – «время действия РЗ, принимается $t_{р,з} = 2,3$ с» [23];

$t_{о,в}$ – «полное время отключения выключателя, $t_{о,в} = 0,055$ с» [23].

$$t_{ОТК} = 2,3 + 0,055 = 2,355 \text{ с.}$$

$$W_K = 9,88^2 \cdot (2,355 + 0,02) = 232 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Для данного выключателя:

$$I_{\text{ТЕРМ.Н}}^2 \cdot t_{\text{ТЕРМ.Н}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

«Все каталожные и расчетные данные сведены в таблице 6» [23].

Таблица 6 – Выбор выключателей на ГПП

Расчетные данные	Каталожные данные ВЭБ-УЭТМ®-110-40/2500 У1
$U_{\text{УСТ}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{Н}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{МАХ}} = 183,7 \text{ А}$	$I_{\text{Н}} = 2000 \text{ А}$
$I_{\text{П,}\tau} = 9,88 \text{ кА}$	$I_{\text{ОТК.Н}} = 40 \text{ кА}$
$i_{\text{а,}\tau} = 1,47 \text{ кА}$	$\beta_{\text{Н}} = 0,45$ $i_{\text{а,Н}} = 25,45 \text{ кА}$
$I_{\text{П,0}} = 9,88 \text{ кА}$	$I_{\text{ПР.СКВ}} = 40 \text{ кА}$
$i_{\text{УД}} = 25,15 \text{ кА}$	$i_{\text{ДИН}} = 102 \text{ кА}$
$W_K = 232 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{ТЕРМ.Н}}^2 \cdot t_{\text{ДИН}} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Разъединители выбирают по:

– номинальное напряжение:

$$U_{уст} \leq U_H, \quad (48)$$

– максимальный ток:

$$I_{MAX} \leq I_H, \quad (49)$$

– электродинамическая стойкость:

$$i_{уд} \leq i_{пр.СКВ}, \quad (50)$$

– термическая стойкость:

$$B_K \leq I_{терм.н}^2 \cdot t_{терм.н}. \quad (51)$$

«На основании выбранной схемы электроснабжения на стороне ВН ГПП принимается разъединители наружной установки, с заземляющими ножами типа РГП.Х.–110/1000 УХЛ1» [11].

Таким образом, «во всех цепях РУ ВН принимаются выключатели ВЭБ-УЭТМ®-110-40/2500 У1, разъединители типа РГП.Х.–110/1000 УХЛ1 с приводами ПРГ–6 УХЛ1» [36].

В элегазовый выключатель ВЭБ-УЭТМ®-110-40/2500 У1 встраиваются трансформаторы тока серии ТВ 110–200/5–0,5/10Р [36] и «дополнительные расчёты на динамическую и термическую стойкость» [29] не производится.

Трансформаторы тока ТВ-110-200/5-0,5/10Р используем в цепях релейной защиты трансформатора. В качестве защиты трансформатора выбирается МТЗ и дифференциальная защита.

Соединение КРУ серии КРУ–10 с силовыми трансформаторами осуществляется закрытым комплектным токопроводом типа ТЗКР–10–1600–81 У1.

Для защиты от грозových перенапряжений на ОРУ 110 кВ перед

трансформаторами устанавливаются ограничители перенапряжений ОПН–П1–110/77/10/2 УХЛ1 [12].

Выбор кабельных линий завода по производству стальных труб.

Конструктивное выполнение электрической сети.

«В местах пересечения с дорогой кабели прокладываются в трубах. В местах большого скопления кабелей устанавливаются кабельные эстакады, кабели укладываются на кабельные полки. С учетом отсутствия растягивающих усилий, блуждающих токов в грунте и высокой коррозионной активности для прокладки используется кабель марки ААШвУ» [1, 2].

«Расчет питающих линий. Сечение КЛ напряжением 10 кВ согласно [26] определяют по экономической плотности тока и проверяют по допустимому току КЛ в нормальном режиме работы с учетом условий его прокладки, по току перегрузки, потерям напряжения в послеаварийном режиме и термической стойкости к ТКЗ» [20].

«В качестве примера далее рассчитывается кабель для линии от ГПП завода до ТП6. Расчетный ток в КЛ в нормальном режиме определяется по формуле» [32]:

$$I_{p.k.} = \frac{S_{p.k.}}{\sqrt{3} \cdot U_k}, \quad (52)$$

где $S_{p.k.}$ – «мощность, передающаяся по кабельной линии в нормальном режиме, кВА» [32],

$$I_{p.k.} = \frac{1616}{\sqrt{3} \cdot 10} = 124 \text{ A.}$$

«Сечение КЛ необходимо определять по экономической плотности тока согласно» [26]:

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{\text{р.к.}}}{j_{\text{э}}}, \quad (53)$$

где $j_{\text{э}}$ – «экономическая плотность тока, $j_{\text{э}} = 1,4$ » [26],

$$I_{\text{р.к.}} = \frac{124}{1,4} = 89 \text{ А.}$$

«По результатам расчета выбирается кабель, который имеет ближайшее стандартное сечение к экономически целесообразному. Для линии ГПП–ТП6 выбирается кабель ААШвУ–10–3х120, длительно допустимый ток которого равен $I_{\text{д}} = 240 \text{ А}$.

Допустимый ток кабеля с учетом условий его прокладки» [33]:

$$I'_{\text{д}} = K_{\text{п}} \cdot K_{\text{т}} \cdot I_{\text{д}} > \frac{I_{\text{р.к.}}}{N_{\text{к}}}, \quad (54)$$

где $K_{\text{п}}$ – «коэффициент на количество параллельно проложенных кабелей» [26];

$K_{\text{т}}$ – «коэффициент на температуру» [26],

$$I'_{\text{д}} = 0,9 \cdot 1,03 \cdot 240 = 222 \text{ А} > \frac{124}{1} = 124 \text{ А.}$$

«Под послеаварийным режимом КЛ будем пониматься режим, при котором выходит из строя одна из двух КЛ, которая питает потребители I и II категорий. При этом нагрузка на КЛ удваивается, то есть» [33]:

$$I_{\text{АВ}} = 2 \cdot I_{\text{р.к.}}, \quad (55)$$

$$I_{\text{АВ}} = 2 \cdot 124 = 248 \text{ А.}$$

«Допустимую перегрузку кабеля в послеаварийном режиме» [33]:

$$I'_{AB} = K_{AB} \cdot I'_{ДОП}, \quad (56)$$

где K_{AB} – коэффициент перегрузки,

$$K_3 = \frac{I_{Р.К.}}{I_{ДОП}},$$

$$K_3 = \frac{124}{240} = 0,52,$$

тогда $K_{AB} = 1,25$,

$$I'_{AB} = 1,25 \cdot 222 = 278 \text{ А.}$$

«Осуществляется проверка по току перегрузки по условию» [10]:

$$I_{AB}^{\prime} > I_{AB}$$

$$I_{AB}^{\prime} = 278 \text{ А} > I_{AB} = 248 \text{ А.}$$

«Потеря напряжения в КЛ рассчитывается по выражению» [10]:

$$\Delta U = \frac{P_P \cdot r_0 \cdot l + Q_P \cdot r_0 \cdot l}{n_K \cdot U_H^2} \cdot 100\% \leq \Delta U_{ДОП} = 5\%, \quad (57)$$

$$\Delta U = \frac{1616 \cdot 0,249 \cdot 0,15 + 1390 \cdot 0,081 \cdot 0,15}{1 \cdot 10^2} \cdot 100\% = 0,08\%.$$

Все результаты расчетов сведены в таблицу 7.

Таблица 7 – Расчет кабельных линий

Конечные пункты КЛ	P_p , кВт	Q_p , квар	S_p , кВА	$I_{рк}$, А	F_{Σ} , мм ²	$F_{ст}$, мм ²	Тип кабеля	$I_{па}$, А	$I_{доп}$, А	$\Gamma_{доп}$, А	$\Gamma_{ав}$, А	L, км	ΔU , %
ГПП–ТП6	1616	1390	2154	124	89	95	ААШВУ	248	240	222	278	0,150	0,08
ТП6–ТП2	982	1035	1426	82	59	70	ААШВУ	164	165	153	191	0,25	0,13
ТП2–ТП1	482	519	708	41	29	35	ААШВУ	82	115	107	133	0,1	0,05
ГПП–ТП4	755	684	1022	59	42	50	ААШВУ	118	140	130	162	0,2	0,11
ТП4–ТП3	189	220	290	17	12	16	ААШВУ	33	75	70	87	0,25	0,10
ГПП–ТП7	866	674	1099	63	45	50	ААШВУ	127	140	130	162	0,1	0,06
ТП7–ТП5	272	249	369	21	15	16	ААШВУ	43	75	70	–	0,25	0,14
ГПП–ТП8	1024	994	1427	82	59	70	ААШВУ	165	165	153	191	0,3	0,16
ТП8–ТП9	819	792	1140	66	47	50	ААШВУ	132	140	130	162	0,5	0,29
ТП9–ТП10	513	476	700	40	29	35	ААШВУ	81	115	107	133	0,17	0,09
ГПП–ТП11	582	399	706	41	29	35	ААШВУ	81	115	107	133	0,15	0,08
ТП3–НРП1	42	49	65	93	67	70	ААШВУ	186	200	184	248	0,10	1,61
ТП3–НРП2	35	36	50	72	52	50	ААШВУ	145	165	151	204	0,10	1,83
ТП3–НРП3	25	26	36	52	37	35	ААШВУ	104	135	124	167	0,05	0,90
ТП3–НРП4	50	53	73	106	75	70	ААШВУ	106	200	204	–	0,15	2,86
ТП6–НРП5	59	58	83	119	85	95	ААШВУ	119	240	245	–	0,10	1,70
ТП6–НРП6	89	79	119	172	123	120	ААШВУ	172	270	275	–	0,05	1,04
ТП7–НРП7	49	51	71	102	73	95	ААШВУ	204	165	165	206	0,07	0,99
ТП7–НРП8	144	128	192	139	99	95	ААШВУ	139	165	165	–	0,10	2,04
ТП8–НРП9	60	59	85	122	87	95	ААШВУ	122	240	245	–	0,07	1,21
ТП10–НРП10	121	99	157	113	81	95	ААШВУ	226	240	196	245	0,05	0,86
ГПП–СД1; ГПП–СД2	3150	1600	3533	204	146	150	ААШВ	204	210	210	–	0,10	0,08
ГПП–СД3; ГПП–СД4	1600	705	1748	101	72	70	ААШВ	–	130	130	–	0,10	0,08

Продолжение таблицы 7

Конечные пункты КЛ	P_p , кВт	Q_p , квар	S_p , кВА	I_{PK} , А	F_{Σ} , мм ²	F_{CT} , мм ²	Тип кабеля	$I_{па}$, А	$I_{доп}$, А	$\Gamma_{доп}$, А	$\Gamma_{ав}$, А	L, км	ΔU , %
ГПП-СД5; ГПП-СД6	1250	630	1400	81	58	50	ААШВ	–	105	105	–	0,10	0,08
ГПП-СД7; ГПП-СД8	800	408	898	52	37	35	ААШВ	–	80	80	–	0,10	0,08
ГПП-АД1; ГПП-АД2; ГПП-АД3; ГПП-АД4; ГПП-АД5.	630	390	741	43	31	35	ААШВ	–	80	80	–	0,30	0,18
ГПП-АД6; ГПП-АД7; ГПП-АД8.	250	207	325	19	13	16	ААШВ	–	75	60	–	0,20	0,10
ГПП-ДСП1; ГПП-ДСП2; ГПП-ДСП3.	2240	1680	2800	162	115	120	ААШВ	–	185	185	–	0,25	0,18
ГПП-ПСКН1; ГПП-ПСКН2; ГПП-ПСКН3.	1000	0	1000	58	41	35	ААШВ	–	80	80	–	0,20	0,18

«Проверка кабелей напряжением 10 кВ на термическую стойкость к ТКЗ. Минимальное термически стойкое сечение» [5]:

$$F_{\text{ТЕР}} = \frac{I_{\text{Л.О.}} \sqrt{t_{\text{КЗ}}}}{C}, \quad (58)$$

где C – коэффициент, $\frac{\text{А} \cdot \text{с}^{1/2}}{\text{мм}^2}$.

«Время отключения для ТП и минимальное сечение жил кабеля» [5]:

$$t_{\text{КЗ.СД}} = t_{\text{РЗ}} + t_{\text{ОВ}} + T_{\text{А}}, \quad (59)$$

Минимальное сечение всех кабелей, питающих синхронные двигатели принимается ААШВУ 3х70, а питающих подстанции ААШВУ 3х150.

Выводы по разделу.

В пятом разделе ВКР выбраны электрические аппараты и проводники предприятия. На питающей линии на вводе в трансформатор принимается к установке элегазовый выключатель типа ВЭБ-УЭТМ®-110-40/2500 У1 с гидравлическим приводом с встроенными ТТ, разъединители наружной установки, с заземляющими ножами типа РГП.Х.-110/1000 УХЛ1. Соединение КРУ серии КРУ-10 с силовыми трансформаторами осуществляется закрытым комплектным токопроводом типа ТЗКР-10-1600-81 У1. Для защиты от грозовых перенапряжений на ОРУ 110 кВ перед трансформаторами устанавливаются ограничители перенапряжений ОПН-П1-110/77/10/2 УХЛ1. С учетом отсутствия растягивающих усилий, блуждающих токов в грунте и высокой коррозионной активности для прокладки используется кабель марки ААШВУ.

6 Выбор основного электрооборудования и его проверка

Данный раздел ВКР посвящен выбору основного электрооборудования для завода и его проверке на соответствие требованиям безопасности. В ходе работы будут рассмотрены основные параметры и характеристики электрооборудования, проанализированы различные типы электрооборудования и их применение в условиях производства стальных труб. Также будут изучены методы проверки электрооборудования, позволяющие гарантировать его соответствие техническим стандартам и требованиям.

РУ 10 кВ ГПП принимается комплектным из шкафов серии КРУ–10 [36].

Шкаф комплектуется «встроенным разъединителем втычного типа, сборными шинами» [30] и ТТ типа ТЛ–10.

Завод–производитель гарантирует им требуемые параметры для работы совместно с выключателем (ВВ/TEL-10-20/1600 У2). Поэтому проверка ячеек, разъединителей КРУ и т.д. не проводится.

Выбор выключателей КРУ–10.

«Выбор выключателей для напряжения 10 кВ осуществляется по тем же параметрам, что и для 110 кВ. К установке выбираются вакуумные выключатели ВВ/TEL –10 –20/1600 У2. Выключатели напряжением 10 кВ на отходящих линиях выбираются аналогично» [30]. Для всех остальных линий применяются однотипные выключатели.

На отходящих линиях в ячейках КРУ устанавливаются ограничители перенапряжений (от коммутационных перенапряжений) ОПН–КР/TEL–10/11,5.

Выбор КИП на присоединениях и сборных шинах ВН и НН ГПП.

Выбор КИП и места их размещения выполнен согласно рекомендациям [14], результат выбора показан на рисунке 5.

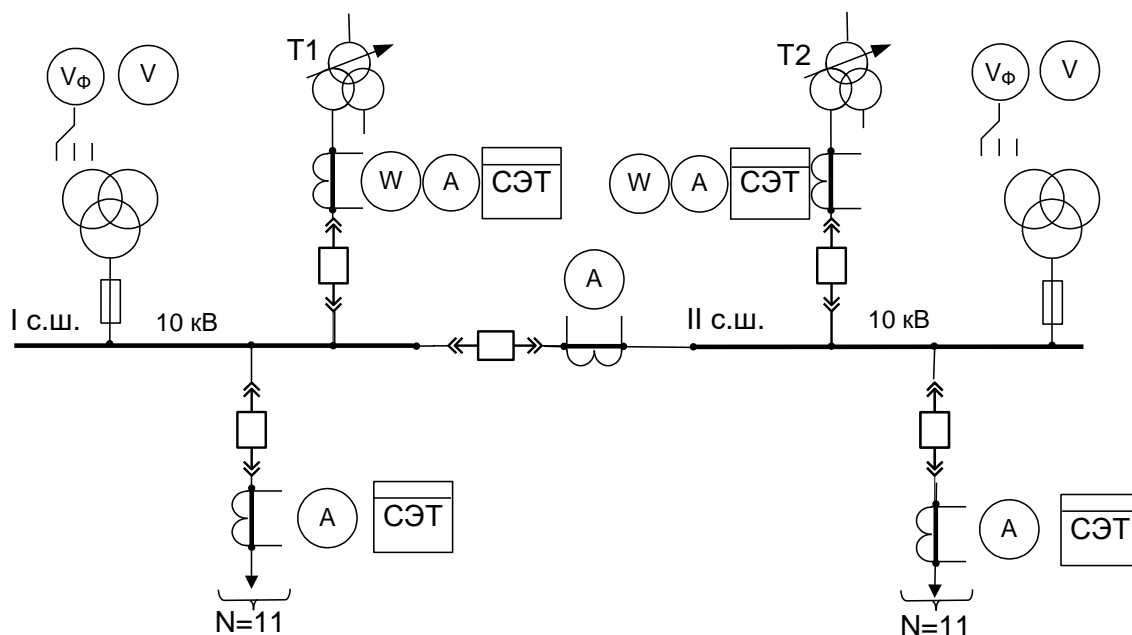


Рисунок 5 – Размещение контрольно–измерительных приборов

Измерительные приборы выбраны для 1 с.ш. и 2 с.ш. 10 кВ (рисунок 5). Для 3 с.ш. и 4 с.ш. измерительные приборы аналогичны, но отходящих линий на каждой секции N=6.

Перечень необходимых измерительных приборов в цепях напряжением 10 кВ выбирается по ПУЭ. «Устанавливаются следующие измерительные приборы: амперметры, расчетные счетчики активной и реактивной энергии» [30], вольтметры, ваттметры.

Измерительные приборы в цепях ВН 110 кВ не устанавливаются, так как установка лишнего электрооборудования нецелесообразна. Необходимые приборы и электрооборудование находятся в начале линии W1, W2.

«Выбор трансформаторов тока в ячейках КРУ.

Максимальный (послеаварийный) ток вводной ячейки 10 кВ силового трансформатора» [30]:

$$I_{\text{MAX}} = \frac{K_{\text{з.п.}} \cdot S_{\text{н.т.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н.н.}} \cdot 2}; \quad (60)$$

$$I_{\text{МАХ}} = \frac{1,16 \cdot 25 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^3 \cdot 2} = 838 \text{ А.}$$

«В шкафах КРУ на вводных ячейках устанавливаются» [30] трансформаторы тока типа ТЛ-10-1 0,5/10Р 1000/5.

«Для проверки выбранного трансформатора тока по вторичной нагрузке составляется схема включения трансформаторов тока и измерительных приборов. Перечень измерительных приборов в цепи понижающего трансформатора на стороне НН определяется аналогично» [7].

Сопротивление КИП:

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПРИБ}}}{I_2^2}; \quad (61)$$

где $S_{\text{приб}}$ – мощность КИП в самой загруженной фазе, $S_{\text{ПРИБ}} = 2,1 \text{ ВА}$,

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{2,1}{5^2} = 0,084 \text{ Ом.}$$

«Во вторичную обмотку ТТ включены 3 КИП, в связи с этим, сопротивление контактов принимается $r_{\text{К}} = 0,05 \text{ Ом}$ » [15].

«По каталожным данным номинальная нагрузка вторичной обмотки ТТ в классе точности 0,5 $S_{2\text{НОМ}} = 20 \text{ ВА}$, номинальное сопротивление» [14]:

$$z_{2\text{НОМ}} = \frac{S_{2\text{НОМ}}}{I_2^2}, \quad (62)$$

$$z_{2\text{НОМ}} = \frac{20}{5^2} = 0,8 \text{ Ом.}$$

«Допустимое сопротивление проводов» [9]:

$$r_{\text{ПРОВ}} = z_{2\text{НОМ}} - r_{\text{ПРИБ}} - r_{\text{К}}, \quad (63)$$

$$r_{\text{ПРОВ}} = 0,8 - 0,084 - 0,05 = 0,66 \text{ Ом.}$$

Согласно [15], на ПС «в цепи 10 кВ длина соединительных проводов от ТТ до КИП в один конец принимается $l = 35$ м. Так как ТТ включаются по схеме неполной звезды, то» [14]:

$$l_{\text{РАСЧ}} = \sqrt{2} \cdot l, \quad (64)$$

$$l_{\text{РАСЧ}} = \sqrt{2} \cdot 35 = 60,62 \text{ м.}$$

«Сечение соединительных проводов» [14]:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{РАСЧ}}}{r_{\text{ПРОВО}}}, \quad (65)$$

«В качестве соединительных проводов принимается кабель АКВВГ с жилами сечением 4 мм². ТТ в цепи секционного выключателя и на иных присоединениях рассчитывают аналогично, их марки приведены в таблице 8» [14].

Таблица 8 – Выбор трансформаторов тока отходящих линий

Кабельные линии	U _н , кВ	I _р , А	I _{утяж} , А	Тип трансформатора тока
ГПП–ТП6	10	89	178	ТЛ–10–1–У3 0,5/10Р.200/5
ГПП–ТП4	10	42	84	ТЛ–10–1–У3 0,5/10Р.100/5
ГПП–ТП7	10	45	91	ТЛ–10–1–У3 0,5/10Р.100/5
ГПП–ТП8	10	59	118	ТЛ–10–1–У3 0,5/10Р.150/5
ГПП–ТП11	10	29	58	ТЛ–10–1–У3 0,5/10Р.75/5
ГПП–СД1; ГПП–СД2	10	204	204	ТЛ–10–1–У3 0,5/10Р.300/5
ГПП–СД3; ГПП–СД4	10	101	101	ТЛ–10–1–У3 0,5/10Р.150/5
ГПП–СД5; ГПП–СД6	10	81	81	ТЛ–10–1–У3 0,5/10Р.100/5
ГПП–СД7; ГПП–СД8	10	52	52	ТЛ–10–1–У3 0,5/10Р.75/5
ГПП–АД1; 2; 3; 4; 5.	10	43	43	ТЛ–10–1–У3 0,5/10Р.50/5
ГПП–АД6; 7; 8.	10	19	19	ТЛ–10–1–У3 0,5/10Р.30/5
ГПП–ДСП1; 2; 3.	10	162	162	ТЛ–10–1–У3 0,5/10Р.200/5
ГПП–ПСКН1; 2; 3.	10	58	58	ТЛ–10–1–У3 0,5/10Р.75/5

«В цепи секционного выключателя к установке принимаются ТТ того же типа, что и в цепи силового трансформатора на стороне НН, то есть

трансформаторы тока» [14] типа ТЛ-10-1 0,5/10Р 1000/5. «В шкафах КРУ устанавливаются трансформаторы тока типа ТЛ-10-1 УЗ 0,5/10Р» [30].

Выбор ТН.

К установке принимаются три ТН, которые «включены по схеме «звезда с землей – звезда с землей – разомкнутый треугольник».

На систему шин НН 10 кВ намечаются следующие трансформаторы напряжения 3хЗНОЛ 0,6–10–УЗ. Производятся необходимые проверки:

- по напряжению: $U_{уст} = 10 \text{ кВ} = U_{ном}$;
- по конструкции – один трехфазный;
- класс точности 0.5, в этом классе точности $S_{2ном} = 75 \text{ ВА}$.
- по вторичной нагрузке» [14]:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}, \quad (66)$$

где $S_{ном}$ – «номинальная мощность вторичной обмотки в выбранном классе точности» [14];

$S_{2\Sigma}$ – «нагрузка всех КИП и реле, которые присоединены к ТН» [1].

«Перечень необходимых приборов выбран ранее. Подсчет вторичной нагрузки приведен в таблице 9» [14].

Таблица 9 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения КИП

Прибор	Тип	S одной обмотки, В·А.	Число обмоток	Число приборов	Общая потребляемая мощность S, В·А.	
Вольтметр (сборные шины)	Э-365-1	2,0	1	2	4,0	
Ваттметр	Ввод 10 кВ Ц301/1	5,0	2	1	10,0	
Счетчик Р и Q.		СЭТ-4ТМ.03.	1,3	3	1	3,9
Счетчик Р и Q.	Линии 10 кВ	СЭТ-4ТМ.03.	1,3	3	11	42,9
Итого:					60,8	

«Мощность, которая потребляется приборами: $S_{нагр} = 60,8 \text{ ВА}$.

Так как имеются счетчики денежного расчета, то ТН требуется проверить в классе точности 0,5. Согласно каталожным данным, номинальная мощность вторичной обмотки одного ТН типа ЗНОЛ.06–10–У3 в классе точности 0,5 $S_{2НОМ} = 75 \text{ В}\cdot\text{А}$. Номинальная мощность трех ТН, которые соединены в звезду» [14]:

$$S_{2НОМ} = 3 \cdot 75 = 225 \text{ В}\cdot\text{А}.$$

«Таким образом, $S_{НАГР} < S_{2НОМ}$, то есть условие (4) выполняется, следовательно, трансформаторы напряжения будут работать в классе точности 0,5» [14].

«Выключатели нагрузки и предохранители устанавливаются на вводах цеховых ТП при питании последних по магистральным схемам и мощностью силовых трансформаторов» [9] менее 1000 кВ·А.

Для защиты трансформаторов устанавливаются выключатели нагрузки ВНРп–10/400–20з У3 с предохранителями ПКТ103–10.

«Аналогично выбираются выключатели нагрузки и предохранители на вводе других ТП, результаты выбора сведены в таблицу 10» [9].

Таблица 10 – Выбор выключателей нагрузки и предохранителей цеховых трансформаторных подстанций

Номер ТП	$U_{НОМ}$, кВ	$I_{РАБ}$, А	$I_{УТЯЖ}$, А	$I_{КЗ}$, кА	Тип выключателя нагрузки	Тип предохранителя
ТП–3	10	15,9	31,7	11,83	ВНР–10/400–20з У3	ПКТ103–10–40–20У3
ТП–5	10	20,1	20,1	11,83	ВНР–10/400–20з У3	ПКТ103–10–31,5–20У3
ТП–8	10	15,9	31,7	11,83	ВНР–10/400–20з У3	ПКТ103–10–40–20У3

«Выбор вводных и секционных автоматических выключателей на стороне низшего напряжения ТП и вводных автоматов НРП завода по производству стальных труб» [9].

Рассчитывается электромагнитный расцепитель (отсечка):

$$I_{\text{расч.расц.о.}} = K_p \cdot K_n \cdot I_{\text{п}}, \quad (67)$$

где $I_{\text{п}}$ – ток кратковременной перегрузки (пиковый, пусковой);

K_p – коэффициент разброса (для двигателей, сварки и т.д. – 1,15÷1,2);

K_n – коэффициент надёжности (для двигателей, сварки и т.д. – 1,8÷2).

Рассчитывается тепловой расцепитель (перегруз):

$$I_{\text{расч.расц.п.}} = K_p \cdot K_n \cdot I_{\text{макс.раб.}}, \quad (68)$$

где $I_{\text{макс.раб.}}$ – максимальный рабочий ток, расчётный;

K_p – коэффициент разброса (для двигателей, сварки и т.д. – 1,1);

K_n – коэффициент надёжности (для двигателей, сварки и т.д. – 1,1÷1,3).

Выбираются к установке автоматические выключатели MASTERPACT, COMPACT.

Технические характеристики:

- защита от перегрузок. Уставка тока I_r жестко связана с номинальным током выключателя $I_r = (0,4-1,0) \cdot I_n$ и имеет 9 ступеней 0,4–0,5–0,6–0,7–0,8–0,9–0,96–0,98–1,0. Время срабатывания t_r защиты от перегрузок при токе $6 \cdot I_r$ изменяется в пределах от 0,7 до 24 с и имеет 9 ступеней регулирования;
- мгновенная токовая отсечка. Уставка по току I_{sd} связана с уставкой защиты от перегрузок I_r : $I_{sd} = (1,5-10) \cdot I_r$ и имеет 9 ступеней регулирования: 1–1,5–2–2,5–3–4–5–6–8–10. Точность уставки $\pm 10\%$ (зона срабатывания).

Условия выбора и проверки вводных, секционного автоматических выключателей на вводе 0,4 кВ цеховой подстанции и вводных

автоматических выключателей НРП 0,4 кВ завода по производству стальных труб сведены в таблицу 11.

Таблица 11 – Условия выбора и проверки автоматических выключателей

Параметры	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{НОМ.СЕТИ}}$
Тепловой расцепитель (перегруз)	$I_{\text{расч.расц.о.}} \leq I_{\text{уст.расц.}}$
Электромагнитный расцепитель (отсечка)	$I_{\text{расч.расц.п.}} \leq I_{\text{уст.расц.}} = K_{\text{I}} \cdot I_{\text{НОМ.расц.}}$
Электродинамическая стойкость	$i_y \leq i_{\text{пр.скв}}$

«Выбор вводных и секционных автоматических выключателей на стороне низшего напряжения ТП и вводных автоматов НРП сведён в таблицу 12» [11].

Таблица 12 – Выбор автоматических выключателей распределительных устройств НН КТП и НРП

Номер ТП, НРП	Место установки выключателя	I_p , А	$I_{\text{утяж}}$, А	$i_{\text{уд}}$, кА	Тип выключателя	$i_{\text{пр.скв}}$, кА	$I_{\text{НОМ}}$, А выключателя
ТП-1	Вводной	974	1948	18,8	NW 25 Н1	65	1000–2500
	Секционный	974	1948	18,8	NW 25 Н1	65	1000–2500
ТП-2	Вводной	987	1974	18,8	NW 25 Н1	65	1000–2500
	Секционный	987	1974	18,8	NW 25 Н1	65	1000–2500
ТП-3	Вводной	397	794	18,8	NT 16 Н1	42	640–1600
	Секционный	397	794	18,8	NT 16 Н1	42	640–1600
ТП-4	Вводной	1010	2021	18,8	NW 25 Н1	65	1000–2500
	Секционный	1010	2021	18,8	NW 25 Н1	65	1000–2500
ТП-5	Вводной	501	501	18,8	NT 06 Н1	42	252–630
ТП-6	Вводной	1010	2021	18,8	NW 25 Н1	65	1000–2500
	Секционный	1010	2021	18,8	NW 25 Н1	65	1000–2500
ТП-7	Вводной	1010	2021	18,8	NW 25 Н1	65	1000–2500
	Секционный	1010	2021	18,8	NW 25 Н1	65	1000–2500
ТП-8	Вводной	395	790	18,8	NT 16 Н1	42	640–1600
	Секционный	395	790	18,8	NT 16 Н1	42	640–1600
ТП-9	Вводной	602	1204	18,8	NT 16 Н1	42	640–1600
	Секционный	602	1204	18,8	NT 16 Н1	42	640–1600
ТП-10	Вводной	965	1930	18,8	NW 25 Н1	65	1000–2500
	Секционный	965	1930	18,8	NW 25 Н1	65	1000–2500
ТП-11	Вводной	978	1957	18,8	NW 25 Н1	65	1000–2500
	Секционный	978	1957	18,8	NW 25 Н1	65	1000–2500
НРП-1	Вводной	93	186	18,8	NT 16 Н1	42	640–1600
	Секционный	93	186	18,8	NT 16 Н1	42	640–1600

Продолжение таблицы 12

Номер ТП, НРП	Место установки выключателя	I_p , А	$I_{утяж}$, А	$i_{уд}$, кА	Тип выключателя	$i_{пр.скв}$, кА	$I_{ном}$, А выключателя
НРП-2	Вводной	72	145	18,8	NS 250	32	12,5–250
	Секционный	72	145	18,8	NS 250	32	12,5–250
НРП-3	Вводной	52	104	18,8	NS 250	32	12,5–250
	Секционный	52	104	18,8	NS 250	32	12,5–250
НРП-4	Вводной	106	106	18,8	NS 250	32	12,5–250
НРП-5	Вводной	119	119	18,8	NS 250	32	12,5–250
НРП-6	Вводной	172	172	18,8	NS 250	32	12,5–250
НРП-7	Вводной	102	204	18,8	NS 250	32	12,5–250
	Секционный	102	204	18,8	NS 250	32	12,5–250
НРП-8	Вводной	278	278	18,8	NT 06 H1	42	252–630
НРП-9	Вводной	122	122	18,8	NS 250	32	12,5–250
НРП-10	Вводной	226	452	18,8	NT 06 H1	42	252–630
	Секционный	226	452	18,8	NT 06 H1	42	252–630

Выводы по разделу.

В шестом разделе ВКР выбрано основное электрооборудование завода по производству стальных труб.

РУ 10 кВ ГПП принимается комплектным из шкафов серии КСО-285. Шкаф комплектуется выключателем ВВ/TEL –10 –20/1600 У2 с блоками ВР – 02А и ВU – 05А, встроенным разъединителем, сборными шинами и ТТ типа ТЛ-10.

На отходящих линиях в ячейках КРУ устанавливаются ограничители перенапряжений (от коммутационных перенапряжений) ОПН-КР/TEL– 10/11,5.

На систему шин НН 10 кВ намечаются следующие трансформаторы напряжения 3хЗНОЛ 0,6–10–У3.

Для питания собственных нужд ГПП принимаются к установке два трансформатора ТСЗ–100 кВА.

На вводе 10 кВ силовых трансформаторов устанавливаются выключатели нагрузки ВНР–10/400–20з У3 с предохранителями ПКТ103–10. На стороне 0,4 кВ выбираются к установке автоматические выключатели MASTERPACT, COMPACT.

7 Выбор устройств релейной защиты и автоматики

«Определяющим при выборе принципов и типов устройств РЗА является выполнение основных требований, предъявляемых к их функционированию (селективность, быстродействие, чувствительность и надёжность), а также выполнение действующих нормативных и директивных документов. Общие технические требования к шкафам и микропроцессорным терминалам РЗА» [25].

«Рассматривается оснащение микропроцессорными (МП) устройствами всех элементов ГПП предприятия. Состав НКУ приведен в таблице 13» [27].

Таблица 13 – Состав НКУ

Наименование НКУ	Количество и тип	Тип установленного терминала	Место установки НКУ	Защиты и автоматика
Шкаф защиты и автоматики трансформатора	ШЭРА–Т–4002	Sepam 1000+ T87	ОПУ (F2, F4)	ДЗТ, ДТО, ГЗ Т, ГЗ РПН Т, ЗП ВН, МТЗ ВН, МТЗ НН, охлаждение
		Sepam 1000+ T87	–	МТЗ ВН, ГЗ, АУВ, УРОВ
		Sepam	–	МТЗ НН/У, АУВ, ЛЗШ, УРОВ
		Sepam	–	АРКТ
Шкаф ЦС	ШЭРА–ЦС–2001	Sepam	ОПУ (H1)	–
Шкаф защиты СВ–10 кВ и ТН–10 кВ	ШЭРА–С10–3001	Sepam	ОПУ (F3)	МТЗ СВ, АУВ, УРОВ, ЛЗШ
Шкаф АЧР	ШЭРА–АЧР–2002	Sepam	ОПУ (F5)	АЧР, ЧАПВ
Шкаф защиты линии 10 кВ	ШЭРА–Л10–3001	Sepam 1000+	ЗРУ–10 кВ (в ячейках ВЛ–10 кВ)	МТЗ, ТО, АУВ, УРОВ, ЛЗШ
Шкаф дуговой защиты РУ–10 кВ	–	Sepam 1000+	ЗРУ–10 кВ	ЗДЗ

Основные и резервные защиты линий подключаются на разные вторичные обмотки трансформаторов тока.

«Защита и автоматика силовых трансформаторов на подстанции выполнена на базе нетиповых шкафов производства ООО «СамараЭнергоМонтаж» с микропроцессорными терминалами Seram 1000+ T87, Seram 1000+ T81» [9].

«Основная защита силовых трансформаторов выполнена на базе микропроцессорных терминалов Seram 1000+ T87 и содержит следующие функции: измерение фазных токов; измерение линейного и фазного напряжения; измерение частоты; дифференциальную токовую защиту трансформатора 87Т; МТЗ высшей стороны трансформатора с возможностью комбинированного пуска по напряжению 50/51; МТЗ низшей стороны трансформатора с возможностью комбинированного пуска по напряжению 50/51; МТЗ от замыканий на землю с действием на сигнал 50N/51N; защиту от перегрузки по стороне 110/10 кВ с действием на сигнал; УРОВ ВН трансформатора 50BF» [9].

«Основная и резервная защита линий 110 кВ.

Защита и автоматика управления линиями 110 кВ выполнена на базе типовых шкафов производства ООО НПП «ЭКРА» – ШЭ2607 085/205 (основная защита линии) и ШЭ2607 021 (резервная защита линии)» [9].

«Основная защита линий 110 кВ содержит высокочастотную и релейную части» [9].

«Релейная часть защиты выполнена на базе терминала БЭ2607 V085. Направленная ВЧ защита нулевой последовательности (ВЧБ). В терминале БЭ2607 V081 реализована функция блокировки при неисправностях в цепях напряжения. БНН реагирует на обрыв одной, двух и трех фаз напряжений «звезды» или «разомкнутого треугольника». БНН срабатывает при снижении любого из фазных напряжений на величину 10 В при всех остальных поданных номинальных величинах напряжений «звезды» и «разомкнутого треугольника» [9].

«Основная и резервная защита ошиновки 110 кВ. Защита ошиновки 110 кВ выполнена на базе типового шкафа производства ООО НПП «ЭКРА» –

ШЭ2607 051051. Шкаф ШЭ2607 051051 состоит из двух одинаковых комплектов. Каждый комплект содержит все необходимый комплект защит» [9].

Выводы по разделу.

«В седьмом разделе ВКР выбраны устройства РЗиА. На основании проведенного выбора устройств» [9] РЗиА для системы электроснабжения завода по производству стальных труб можно сделать вывод, что установленные устройства с микропроцессорными терминалами Seram 1000+ T87, Seram 1000+ T81 обеспечивают надежную и эффективную защиту оборудования и потребителей от различных аварийных и ненормальных режимов работы.

В частности, были выбраны микропроцессорные устройства релейной защиты, которые обладают высокой точностью и быстродействием, а также возможностью гибкой настройки и адаптации к изменяющимся условиям работы системы электроснабжения.

8 Расчет заземления и молниезащиты

8.1 Расчет заземления подстанции

В данном разделе будет рассмотрен расчет заземления главной понизительной подстанции (ГПП) предприятия по производству стальных труб. Заземление является одним из ключевых элементов системы электроснабжения любого промышленного предприятия, так как оно обеспечивает безопасность эксплуатации электрооборудования и защиту персонала от поражения электрическим током. В процессе расчета будут определены необходимые параметры заземляющего устройства, такие как сопротивление заземлителя, тип и количество заземляющих электродов, а также требования к заземляющим проводникам. «Усредненный ток короткого замыкания на стороне ВН равен» [24]:

$$I_3 = 1,25 \cdot I_{п(К1)}, \quad (69)$$

$$I_3 = 1,25 \cdot 6,1 = 7,6 \text{ кА.}$$

«Глубина заложения вертикальных и горизонтальных электродов принимается $t = 0,7$ м. Длина вертикальных заземлений $l_B = 5$ м. Расстояние между горизонтальными электродами принимается $a = 5$ м» [24].

«В расчётах заземления многослойный грунт представляем двухслойным: верхний слой толщиной h_1 с удельным сопротивлением $\rho_1 = 80$ Ом, нижний с удельным сопротивлением $\rho_2 = 500$ Ом [4]. Толщина верхнего слоя грунта принимается равной 1,5 метра.

Площадь подстанции» [24]:

$$S = 70 \cdot 70 = 4900 \text{ м}^2.$$

«Длина горизонтального электрода» [8]:

$$L_{\Gamma} = (\sqrt{S} \cdot \frac{\sqrt{S}}{a} + 1) \cdot 2, \quad (70)$$

$$L_{\Gamma} = (\sqrt{4900} \cdot \frac{\sqrt{4900}}{5} + 1) \cdot 2 = 1962 \text{ м.}$$

«Коэффициент напряжения прикосновения» [24]:

$$K_H = \frac{M \cdot \beta}{\left(\frac{l_B \cdot L_{\Gamma}}{a \cdot \sqrt{S}} \right)^{0,45}}, \quad (71)$$

где M – коэффициент, $M = 0,73$;

b – «коэффициент, который сопротивления тела человека» [8],

$$\beta = \frac{R_{\text{ч}}}{R_{\text{ч}} + R_{\text{с}}}. \quad (72)$$

«В качестве дополнительной меры по снижению напряжения прикосновения примем подсыпку гравием с толщиной слоя 20 см, с удельным сопротивлением 3000 Ом · м в рабочих местах, поэтому $R_{\text{с}} = 3000$ Ом» [24]:

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 3000} = 0,182,$$

$$K_H = \frac{0,73 \cdot 0,182}{\left(\frac{5 \cdot 1962}{5 \cdot \sqrt{4900}} \right)^{0,45}} = 0,030.$$

«Напряжение на заземляющем устройстве» [17]:

$$U_3 = \frac{U_{\text{пр.доп}}}{K_H}, \quad (73)$$

где $U_{\text{пр.доп}}$ – «величина предельно допустимого напряжение

прикосновения, $U_{\text{пр.доп.}}=400 \text{ В}$ » [8];

$$U_3 = \frac{400}{0,030} = 13333 \text{ В.}$$

«Допустимое сопротивление заземляющего устройства равно» [17]:

$$R_{3,\text{доп}} = \frac{U_3}{I_{\text{п(к1)}}}, \quad (74)$$

$$R_{3,\text{доп}} = \frac{13333}{7260} = 1,84 \text{ Ом.}$$

Число вертикальных электродов

$$n_B = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{\frac{a}{l_B} \cdot l_B}, \quad (75)$$

$$n_B = \frac{\sqrt{4900} \cdot 4}{\frac{5}{5} \cdot 5} = 56 \text{ шт.}$$

«Суммарная длина вертикальных электродов» [8]:

$$L_B = n_B \cdot 5 = 56 \cdot 5 = 280 \text{ м.}$$

«Относительная глубина заложения заземляющего устройства» [8]:

$$\frac{l_B + t}{\sqrt{S}} = \frac{5 + 0,7}{\sqrt{4900}} = 0,081.$$

Коэффициент А [17]

$$A = (0,38 - 0,25 \cdot \frac{I_B + t}{\sqrt{S}}), \quad (76)$$

$$A = (0,38 - 0,25 \cdot 0,081) = 0,360.$$

«Относительное эквивалентное удельное сопротивление для сеток с вертикальными электродами (табличное значение): $\rho_{*эк} = 1,02$.

Эквивалентное сопротивление грунта» [24]:

$$\rho_{эк} = \rho_{*эк} = \rho_2 = 1,02 \cdot 80 = 81,6 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

«Общее сопротивление сложного заземлителя» [17]:

$$R_3 = A \cdot \frac{\rho_{эк}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{эк}}{L_B + L_\Gamma}, \quad (77)$$

$$R_3 = 0,36 \cdot \frac{81,6}{\sqrt{4900}} + \frac{81,6}{280 + 1962} = 0,456 \text{ Ом} < R_{3,доп} = 1,84 \text{ Ом}.$$

Напряжение прикосновения [17]

$$U_{пр} = K_H \cdot I_3 \cdot R_3, \quad (78)$$

$$U_{пр} = 0,03 \cdot 7260 \cdot 0,456 = 99,3 \text{ В} < U_{пр,доп} = 400 \text{ В}.$$

«Таким образом, разработанный контур заземления удовлетворяет требованиям ГОСТ 12.1.038–82» [2].

8.2 Расчет молниезащиты подстанции

В данном разделе будет рассмотрен расчет молниезащиты главной понизительной подстанции предприятия по производству стальных труб. Молниезащита является важным элементом безопасности, который

предотвращает воздействие молнии на объекты и людей. В процессе расчета молниезащиты будут определены параметры системы молниезащиты, такие как тип и высота молниеотводов, а также необходимое оборудование для защиты от перенапряжений.

«Молниезащита подстанции осуществляется стержневыми молниеотводами, устанавливаемыми на территории подстанции. В устройство молниеотвода входит: молниеприемник – верхняя часть стержня или провод–трос; спуск – металлическая часть мачты или опоры ЛЭП; заземлитель – устройство, выполняемое в земле под молниеотводом для растекания тока молнии в землю. В соответствии с СО 153–343.21.122–2003 все здания и сооружения выделены в категории по степени устройства молниезащиты» [7].

«По территории подстанции согласно плане подстанции максимальная высота защищаемого объекта составляет $h_x=12,5$ м (высота портала ПС–110) [9]. К установке принимаются молниеотводы СМ–25, высота которого составляет $h = 25$ м» [14].

«Активная высота молниеотвода определяется по формуле» [7]:

$$h_a = h - h_x, \quad (79)$$

где h – высота молниеотвода, $h = 25$ м;

h_x – «максимальная высота защищаемого объекта, $h_x = 12,5$ м» [7];

$$h_a = 25 - 12,5 = 12,5 \text{ м.}$$

«Диагональ прямоугольника, в углах которого находятся молниеотводы определяется из плана подстанции и составляет $D_1 = 90,5$ м, расстояние между электродами 1 и 2 составляет $a_1 = 64$ м, расстояние между электродами 3 и 4 составляет $a_1 = 64$ м (рисунок 6)» [7].

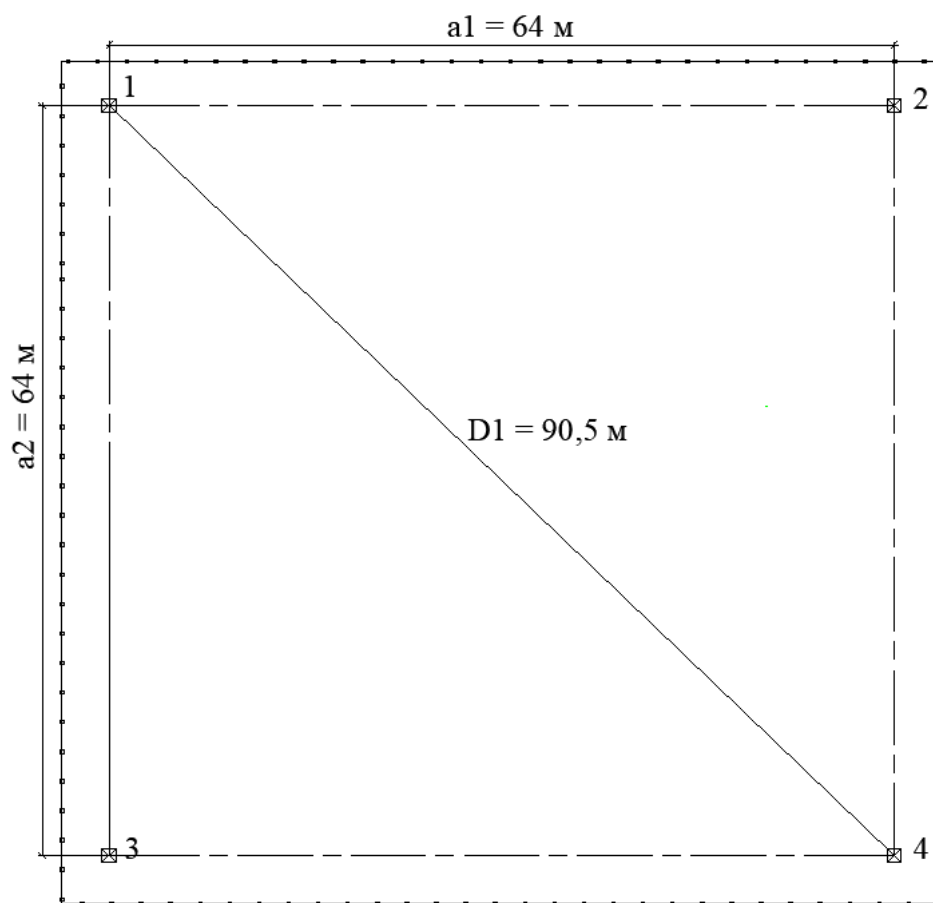


Рисунок 6 – Схема для расчета параметров молниезащиты

«Радиус зоны защиты одиночного стержневого молниеотвода» [7]:

$$r_x = h_a \cdot \frac{1,6}{1 + \frac{h_x}{h}} \cdot p, \quad (80)$$

где h – высота молниеотвода, $h = 25$ м;

h_a – «активная часть молниеотвода, куда приходит 100%-е попадание лидера молнии» [7],

p – «вероятность попадания молнии в защищаемую зону при $h \leq 30$ м, $p = 1$ » [7],

$$r_x = 12,5 \cdot \frac{1,6}{1 + \frac{12,5}{25}} \cdot 1 = 13,3 \text{ м.}$$

Ширина защитной зоны:

– «для стороны между молниеотводами 1–2 и 3–4 $a_1 = 64$ м, тогда» [13]

$$a_1 / h_a = 64 / 12,5 = 5,12, h_a / h = 12,5 / 25 = 0,5,$$

тогда из [13]

$$b_x / 2 \cdot h_a = 0,48,$$

«откуда определяется ширина защитной зоны» [13]:

$$b_x / 2 = 0,48 \cdot h_a, \quad (81)$$

$$b_x / 2 = 0,48 \cdot 12,5 = 6,0 \text{ м.}$$

«Аналогично, для стороны между молниеотводами 1–3 и 2–4 $b_x / 2 = 6,0$ м, для диагонали между молниеотводами 1–4 и 2–3 $b_x / 2 = 4,3$ м» [13].

«Объект высотой h_x , находящийся внутри прямоугольника, образуемого молниеотводами, будет защищен в том случае, если диагональ прямоугольника, в углах которого находятся молниеотводы на высоте h_x не будет больше» [13]:

$$D_1 < 8 \cdot (h - h_x) \cdot p, \quad (82)$$

$$D_1 = 90,5 \text{ м} \leq 8 \cdot (25 - 12,5) \cdot 1 = 100 \text{ м.}$$

«Наименьшая высота зоны защиты h_0 для молниеотводов до 30 метров» [7]:

$$h_0 = h - \frac{D_1}{7}, \quad (83)$$

$$h_0 = 25 - \frac{90,5}{7} = 12,6 \text{ м,}$$

«что больше максимальной высоты защищаемого объекта – высоты портала ПС–110. Таким образом, разработанная молниезащита будет защищать подстанцию от поражения электрическим током» [7].

Выводы по разделу.

В восьмом разделе ВКР рассчитано заземление и молниезащита ГПП. На основании проведенных расчетов заземления и молниезащиты ГПП предприятия по производству стальных труб можно сделать вывод, что выбранные решения обеспечивают надежную защиту от различных угроз, связанных с электричеством и молниями. Заземляющее устройство имеет сопротивление, соответствующее требованиям нормативных документов, а система молниезащиты включает в себя необходимые элементы для перехвата и отвода молний от объектов предприятия.

Заключение

В выпускной квалификационной работе разработан проект СЭС завода по производству стальных труб с учетом всех необходимых требований и норм.

На основании проведенного расчета электрических нагрузок завода по производству стальных труб, сделан вывод о том, что полная расчетная мощность завода составляет 12566 кВА от низковольтной нагрузки и 21619 кВА от высоковольтной.

«Рассчитаны трансформаторы цеховых ТП и устройства компенсации реактивной мощности. На ряде ТП приняты к установке конденсаторных установок» [13].

Проведен выбор силовых трансформаторов предприятия. В ТП устанавливаются трансформаторы типа ТМЗ. На ГПП устанавливаются два трансформатора ТРДН–25000/110. Для питания заводы выполняется ЛЭП, выполненная проводом АС–70/11.

Рассчитаны токи КЗ в системе электроснабжения завода.

В пятом разделе ВКР выбраны электрические аппараты и проводники предприятия.

На питающей линии на вводе в трансформатор принимается к установке элегазовый выключатель типа ВЭБ-УЭТМ®-110-40/2500 У1 с гидравлическим приводом с встроенными ТТ, разъединители наружной установки, с заземляющими ножами типа РПП.Х.–110/1000 УХЛ1. Соединение КРУ серии КРУ–10 с силовыми трансформаторами осуществляется закрытым комплектным токопроводом типа ТЗКР–10–1600–81 У1.

Для защиты от грозовых перенапряжений на ОРУ 110 кВ перед трансформаторами устанавливаются ограничители перенапряжений ОПН–П1–110/77/10/2 УХЛ1 [31].

С учетом отсутствия растягивающих усилий, блуждающих токов в грунте и высокой коррозионной активности для прокладки используется кабель марки ААШвУ.

«Выбрано электрооборудование системы электроснабжения завода по производству стальных труб. Выбраны устройства релейной защиты и автоматики. На основании проведенного выбора устройств релейной защиты и автоматики» [9] для системы электроснабжения завода по производству стальных труб можно сделать вывод, что установленные устройства с микропроцессорными терминалами Sepam 1000+ T87, Sepam 1000+ T81 обеспечивают надежную и эффективную защиту оборудования и потребителей от различных аварийных и ненормальных режимов работы. В частности, были выбраны микропроцессорные устройства релейной защиты, которые обладают высокой точностью и быстродействием, а также возможностью гибкой настройки и адаптации к изменяющимся условиям работы системы электроснабжения.

Рассчитано заземление и молниезащита ГПП. Заземление подстанции выполняется 56 вертикальными электродами длиной 5 метров каждый, соединенными горизонтальными заземлителями. Молниезащита подстанции осуществляется четырьмя стержневыми молниеотводами СМ-25, устанавливаемыми на территории подстанции.

На основании полученных данных была разработана схема электроснабжения завода с учетом всех требований и норм. Разработанная система позволит обеспечить надежное и экономичное электроснабжение предприятия, а также снизить потери электроэнергии.

Список используемой литературы и используемых источников

1. Анчарова Т.В., Рашевская М.А., Стебунова Е.Д. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений : учебник. М. : Форум, 2018. 192 с.
2. Анчарова Т.В., Рашевская М.А., Стебунова Е.Д. Электроснабжение и электрооборудование : учебник. М. : Форум, 2015. 48 с.
3. ГОСТ 12.1.038–82 Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов // Консультант плюс: справочно-правовая система
4. ГОСТ 19912–2001. Грунты. Методы полевых испытаний статическим и динамическим зондированием // Консультант плюс: справочно-правовая система
5. ГОСТ 28249–93. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ. – М.: Изд-во стандартов, 1993. 58 с.
6. Зевакин А.И., Лигерман И.И. Шинопроводы в электрических сетях промышленных предприятий. М. : Энергия, 1979. 96 с.
7. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций. СО 153–343.21.122–2003 // Консультант плюс: справочно-правовая система
8. Карякин Р.Н. Нормы устройства сетей заземления. Технологические дополнения главы 7.1 ПУЭ. М. : Энергосервис, 2002. 238 с
9. Киреева Э.А. Электроснабжение и электрооборудование цехов промышленных предприятий : учебное пособие. М. : КноРус, 2013. 368 с.
10. Конюхова Е.А. Электроснабжение объектов : учебник. М.: Академия, 2012. 352 с.
11. Кудрин Б.И. Электроснабжение : учебник. М.: Издательский центр Академия. 2012. 352 с.
12. М788–1069 – Справочные данные по расчетным коэффициентам электрических нагрузок // Консультант плюс: справочно-правовая система

13. Мукосеев Ю.Л. Электроснабжение промышленных предприятий. М. : Энергия. 2018. 584 с.
14. Неклепаев Б.Н. Крючков И. П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов – 4–е изд., перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 1989. 608 с.
15. НТП ЭПП 94 Проектирование электроснабжения промышленных предприятий // Консультант плюс: справочно-правовая система
16. Ополева Г.Н. Электроснабжение промышленных предприятий и городов: учебное пособие. М. : Форум, 2018. 350 с.
17. Правила устройства электроустановок // Консультант плюс: справочно-правовая система
18. РД 153–34.0–20.527–98 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования // Консультант плюс: справочно-правовая система
19. Рождествина А.А. Электроснабжение и электрооборудование цехов промышленных предприятий. М. : КноРус, 2013. 368 с.
20. Рожкова Л.Д., Чиркова Т.В., Карнеева Л.К. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учебное пособие. М: Academia. 2009. 448 с/
21. РТМ 36.18.32.4–92. Указания по расчету электрических нагрузок // Консультант плюс: справочно-правовая система
22. Сибикин Ю.Д. Электроснабжение. М.: Радио и связь, 2012. 328 с.
23. Сибикин Ю.Д. Электроснабжение промышленных и гражданских зданий : учебник. М. : Инфра-М, 2017. 89 с.
24. СТО 56947007–29.130.15.114–2012 Руководящие указания по проектированию заземляющих устройств подстанций напряжением 6–750 кВ // Консультант плюс: справочно-правовая система

25. Щербаков Е.Ф., Александров Д.С., Дубов А.Л. Электроснабжение и электропотребление на предприятиях : учебное пособие. М. : Форум, 2016. 208 с.
26. Щербаков Е.Ф., Александров Д.С., Дубов А.Л. Электроснабжение и электропотребление на предприятиях : учебное пособие. М. : Форум, 2016. 224 с.
27. Электроснабжение: учебное пособие для студентов, обучающихся по направлению подготовки бакалавров «Электроэнергетика и электротехника» : под ред. А.М. Ершов. Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2015. 215 с.
28. Яхонтова О., Валенкевич Л., Рутгайзер Я. Электроснабжение и электропотребление в строительстве : учебное пособие. СПб. : Лань, 2012. 512 с.
29. Измерительные трансформаторы тока высокого напряжения. URL: http://www.czt.ru/transformator_to-ka.html (дата обращения 28.10.2023)
30. Комплектные распределительные устройства внутренней установки 6–10 кВ. URL: http://www.moselectro-yug.ru/prod/pdf/2_kru2006.pdf (дата обращения 28.10.2023)
31. Ограничители перенапряжения. URL: http://www.uik.ru/net-cat_files/696/638/h_4d82627dfea00289f4895db29b4c87fe (дата обращения 28.10.2023)
32. Baggini Angelo. Handbook of Power Quality. San Francisco. : John Wiley & Sons Limited, 2019. 358 p.
33. Dai Min, Marwali Mohammad N., Keyhani Ali. Integration of Green and Renewable Energy in Electric Power Systems. San Francisco. : John Wiley & Sons Limited, 2018. 316 p.
34. Hauer, J. F., Bhatt, N. B. Shah, K. and Kolluri, S. Performance of WAMS East in providing dynamic information for the North East blackout of August 14, 2003 in Proc. IEEE PES General Meeting, Denver. : CO. 2004. 548 p.

35. Martenson Chris. The Crash Course. The Unsustainable Future of Our Economy, Energy, and Environment. San Francisco. : John Wiley & Sons Limited, 2017. 482 p.

36. Rosen Marc A., Dincer Ibrahim. Thermal Energy Storage. San Francisco. : John Wiley & Sons Limited, 2000. 745 p.